Facoltà di Ingegneria
Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Nucleare e della Produzione
Università di Pisa

APPUNTI DI IMPIANTI NUCLEARI
Parte I: Aspetti Generali

RL 810 (99)

Prof. Bruno Guerrini
Dr. Ing. Sandro Paci

Anno Accademico 1998/1999

Ringraziamenti

Gli Autori desiderano ringraziare tutti coloro che hanno contribuito, in diversa maniera, ed incoraggiato il presente lavoro di sistematizzazione ed ampliamento degli appunti delle lezioni di "Impianti Nucleari" tenute dal Prof. Bruno Guerrini presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Pisa. In particolare, si ringraziano gli ingg. Walter Ambrosini, Marco Barlettani ed Antonio Manfredini per il prezioso lavoro di revisione della versione iniziale di queste dispense.

Un particolare ringraziamento va all'ing. Paolo Di Marco per il contributo notevole alla parti relative ai cicli delle macchine termiche ed al moto di un fluido nei condotti.

Un grazie anche ai ns. Studenti, per la costante attenzione con cui hanno seguito la nascita e lo sviluppo di questo lavoro, testimoniata dai contributi estratti dalle tesine da Essi elaborate all'interno del Corso e dalle segnalazioni, sempre benvenute, di errori od omissioni inevitabilmente presenti. E' a Loro che questo notevole sforzo è dedicato, come aiuto alla loro preparazione professionale nel campo dell'ingegneria nucleare.

Bruno Guerrini

Sandro Paci

1. INDICE

1. INDICE 5

1.1 Indice delle Figure 11

1.2 Indice delle Tabelle 15

1.3 Abbreviazioni 17

2. REQUISITI FONDAMENTALI RICHIESTI ALLE DIVERSE PARTI DI UN IMPIANTO NUCLEARE 19

2.1 Considerazioni Generali 19

2.2 Classificazione dei Sistemi, Strutture e Componenti di un Impianto Nucleare 20

2.2.1 Classificazioni delle Parti in Relazione alla loro Rilevanza 20

2.2.2 Classificazione Sismica 21

2.2.3 Classificazione per Gruppi o Livelli di Qualità 22

2.2.4 Classificazione per Categorie di Garanzia della Qualità 25

2.2.4.1 Criteri Base 25

2.2.4.2 Criteri Addizionali 26

2.3 Condizioni Operative e Combinazione dei Carichi 27

2.3.1 Condizioni Operative 27

2.3.2 Combinazione dei Carichi 29

2.4 Condizioni di Carico e Margini di Sicurezza 31

2.5 Programma di Garanzia della Qualità (Quality Assurance) 34

2.6 Legislazione Concernente le Attività Nucleari 40

2.6.1 Principi Generali 40

2.6.2 Leggi, Regolamenti e Normativa USA 43

2.6.2.1 Introduzione 43

2.6.2.2 Ente di Controllo 43

2.6.2.3 Altre Organizzazioni USA 44

2.6.3 Il Processo di Autorizzazione alla Costruzione e di Controllo Durante la Costruzione 45

2.6.4 Nuovi Aspetti del Processo di Autorizzazione e di Controllo 50

2.6.4.1 Standardized Design Certification 51

2.6.4.2 Early Site Permit 52

2.6.4.3 Combined Construction and Operating License 52

2.6.5 Nuclear Reactor Licensing Process in the USA 52

2.7 CFR Title 10 Part 50 App. A - General Design Criteria for Nuclear Power Plants....57

2.8 CFR Title 10 Part 50 App. B - Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants and Fuel Reprocessing Plants 69

2.9 Title 10 Chapter I Part 52 - Early Site Permits; Standard Design Certifications; and Combined Licenses for Nuclear Power Plants 74

2.10 EUR: European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants....101

2.10.1 Struttura del Documento....101

2.10.2 Volume 1 - Generic Requirements for Nuclear Islands 104

2.10.3 Classification of Structures, Systems and Components 117

2.10.3.1 Categorie di sicurezza 117

2.10.3.2 Classificazione sismica....118

2.10.3.3 Quality Assurance 118

2.10.3.4 Decommissioning....119

2.10.3.5 Probabilistic Safety Assessment (PSA) 119

2.10.4 Volume 3 - Specific Nuclear Island Requirement....119

2.10.5 Volume 4 - Generic Requirements for Power Generation Plants....120

2.11 Legislazione Italiana Concernente le Attività Nucleari....121

2.11.1 Sequenze Procedurali per l'Installazione e Messa in Marcia di un Impianto Nucleare di Potenza 123

2.11.2 Sintesi del DPR 185....128

2.11.3 Definizioni di Massima di Alcuni Documenti Indicati nel DPR 185....133

2.11.4 Guida Tecnica N. 1....135

2.11.5 Guida Tecnica N. 4....147

2.11.6 Guida Tecnica N. 8....151

2.11.7 Guida Tecnica N. 9....161

3. COSTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA IN UNA CENTRALE ELETTRONUCLEARE 167

3.1 Introduzione 167

3.2 Costi di Produzione 168

3.2.1 Fattore di Annualità 169

3.2.2 Costo dell'Impianto....170

3.2.3 Costo del Combustibile....171

3.2.4 Costi di Esercizio e di Manutenzione....172

3.2.5 Costi per lo Smantellamento della Centrale e per il Recupero del Sito 172

3.3 Attualizzazione dei Costi 173

3.4 Costo dell'Energia Elettrica Prodotta 175

3.4.1 Incidenza dei Costi di Impianto 175

3.4.2 Incidenza del Costo del Ciclo del Combustibile 177

3.4.3 Incidenza dei Costi di Esercizio e di Manutenzione 179

3.4.4 Incidenza dei Costi dello Smantellamento della Centrale ed del Recupero del Sito 180

3.4.5 Costo Complessivo dell'Energia Elettrica Prodotta 181

3.5 Appendice: Definizioni di Matematica Finanziaria 184

4. VARIAZIONE DELLA REATTIVITÀ 187

4.1 Effetti della Variazione della Temperatura sulle Variazioni della Reattività 187

4.1.1 Coefficiente di Temperatura Connesso con le Variazioni delle Caratteristiche Nucleari188

4.1.2 Coefficiente di Temperatura Connesso alla Variazione di Densità 189

4.1.3 Coefficiente di Reattività Connesso alle Variazioni di Volume 190

4.1.4 Reattori Eterogenei 190

4.1.4.1 Variazione della Probabilità di Sfuggita alla Risonanza 191

4.1.4.2 Variazione del Fattore di Fissione Veloce 193

4.1.4.3 Variazione della Probabilità di Non Sfuggita dal Nocciolo 193

4.1.5 Considerazioni Conclusive sugli Effetti sulla Reattività delle Variazioni della Temperatura del Moderatore 193

4.2 Altri Coefficienti di Reattività 196

4.2.1 Coefficiente di Vuoto 196

4.2.2 Coefficiente di Pressione 202

4.2.3 Variazione della Reattività Conseguente all'Accumulo dei Prodotti di Fissione 205

4.2.3.1 Accumulo dello Xe^{135} 206

4.2.3.2 Accumulo del Sm^{149} 207

4.2.3.3 Accumulo dello Xe dopo lo Spegnimento dell'Impianto 208

4.2.4 Variazione della Reattività Connessa alla Variazione del Materiale Fissile nel Nocciolo210

4.3 Considerazioni Conclusive 212

5. CALCOLO TERMICO DEL NOCCIOLO DEI REATTORI NUCLEARI.....215

6. CONSIDERAZIONI DI INGEGNERIA SISMICA 237

6.1 Metodologia Impiegata per la Determinazione degli Eventi Sismici Presi a Riferimento nella Progettazione degli Impianti Nucleari.....237

6.1.1 Premessa.....237

6.1.2 Analisi delle Conseguenze di Sismi Verificatesi in Tempi Storici.....239

6.2 Valutazione dei Terremoti di Riferimento per il Progetto delle Strutture 246

6.2.1 Rischio Sismico 246

6.2.2 Determinazione del Terremoto di Riferimento per il Progetto delle Costruzioni.....249

6.2.2.1 Accelerazione Massima al Suolo 249

6.3 Valutazione del Terremoto di Progetto per gli Impianti Nucleari.....251

6.3.1 Premessa.....251

6.3.2 Moti Vibratori del Terremoto.....251

6.3.3 Determinazione dei Terremoti di Riferimento 253

6.3.3.1 Terremoto di Riferimento A (TRA).....253

6.3.3.2 Terremoto di Riferimento B (TRB) 253

6.3.4 Determinazione delle Massime Accelerazioni Vibratorie sul Sito 254

6.3.4.1 Metodo di Blume 254

6.3.4.2 Metodo di Wiggins 255

6.3.4.3 Metodo di Housner 256

6.3.4.4 Metodo di Kanai 256

6.3.5 Spettro di Risposta e Spettro di Progetto 264

6.3.5.1 Generalità 264

6.3.5.2 Spettro di Risposta.....265

6.3.5.3 Normalizzazione di uno Spettro di Risposta 267

6.3.5.4 Spettro di Progetto 267

6.3.5.5 Bibliografia 268

6.4 CFR Title 10 Part 100 - Reactor Site Criteria.....271

6.5 Illustrazione Sommaria delle Procedure Seguite in Alcuni Paesi per la Valutazione degli Effetti Sismici da Considerare nel Progetto degli Impianti Nucleari. 286

6.5.1 USA 286

6.5.2 Giappone 286

6.5.3 Germania 288

7. TRASMISSIONE DEL CALORE PER CONVEZIONE FORZATA IN REGIME TURBOLENTO 289

7.1 Trasmissione del Calore per Convezione con Fluidi ad Elevata Conducibilità Termica293

8. L'EQUAZIONE GENERALIZZATA DI BERNOULLI E LA SUA APPLICAZIONE AL CALCOLO DEI CONDOTTI..... 295

8.1 Introduzione..... 295

8.2 Nozioni Preliminari..... 295

8.2.1 Proprietà dei Fluidi: Densità, Peso Specifico e Viscosità 295

8.2.2 Portata e velocità del fluido 296

8.3 Moto Laminare e Turbolento - Numero di Reynolds..... 297

8.4 Bilancio di Massa - Equazione di Continuità 300

8.5 L'Equazione Generalizzata di Bernoulli..... 301

8.6 Determinazione delle Perdite di Carico..... 302

8.6.1 Perdite di Carico Distribuite 302

8.6.2 Espressioni per la Valutazione del Coefficiente di Darcy..... 304

8.6.3 Perdite di carico concentrate..... 305

8.7 Prevalenza della Pompa - Potenza Resa e Potenza Assorbita..... 309

8.8 Alcune Applicazioni Pratiche 311

8.9 Tabelle..... 316

8.10 Esercizi 318

9. RICHIAMI SUI CICLI TERMICI DELLE MACCHINE MOTRICI 321

9.1 Introduzione e Definizioni Preliminari..... 321

9.1.1 Formulazioni del Secondo Principio della Termodinamica per Macchine Cicliche..... 321

9.2 Macchine Termiche che Scambiano Calore con una Sola Sorgente 322

9.3 Macchine Termica Semplice Motrice..... 323

9.3.1 Parametri principali per la valutazione di una macchina termica..... 326

9.4 I Cicli Termici delle Macchine Motrici..... 326

9.5 I Cicli Termici Utilizzati nelle Macchine Motrici 327

9.6 Il Ciclo Rankine / Hirn 328

9.6.1 Ciclo Rankine a vapore saturo 328

9.6.2 Ciclo Rankine a vapore surriscaldato 334
9.6.3 Effetto delle irreversibilità nel ciclo Rankine 335
9.6.4 Miglioramento delle prestazioni del ciclo Rankine 337
9.6.5 Il ciclo Rankine con risurriscaldamento 338
9.6.6 Il ciclo Rankine con spillamento 340

9.7 Il ciclo Joule/Brayton 345
9.7.1 Effetto delle irreversibilità nel ciclo Brayton 349
9.7.2 Cenni ai possibili miglioramenti del ciclo Brayton 351

9.8 Cenno agli Impianti a Ciclo Combinato 351

9.9 Cenno alla Cogenerazione 352

9.10 Applicazione agli Impianti Nucleari 353

9.11 Problemi realizzativi delle Turbine per Impianti Nucleari 357

10. APPENDICE A: CARATTERISTICHE DEI PIÙ COMUNI MATERIALI 361

11. APPENDICE B: THE INTERNATIONAL SYSTEM OF UNITS (SI) 365

1.1 Indice delle Figure

Figura 2.1: Esempio di organizzazione ritenuta accettabile ai fini GQ (dall'Orange Book relativo all'esercizio). 38

Figura 2.2: Organizzazione di un fornitore del Generatore Nucleare di Vapore (NEDO-11209-01).39

Figura 2.3: Confronto delle normative di base per la progettazione di componenti, sistemi e strutture di impianti nucleari. 41

Figura 2.4: Struttura del documento EUR. 102

Figura 2.5: Contenuto del volume 3 EUR. 103

Figura 2.6: Programma delle attività EUR. 104

Figura 2.7: Schema della procedura di autorizzazione alla costruzione di un impianto nucleare..... 125

Figura 2.8: Schema della procedura relativa ai progetti particolareggiati. 125

Figura 2.9: Schema della procedura relativa alla predisposizione ed approvazione del piano di emergenza esterna. 127

Figura 3.1: Andamento temporale dei costi cumulati relativi al progetto ed alla costruzione. 176

Figura 3.2: Rapporto fra K_a e K_n, in funzione del tempo di costruzione T e del tasso di interesse x_1.176

Figura 3.3: Costo di produzione dell'energia in funzione del tasso di interesse e del tempo di costruzione. 182

Figura 3.4: Costo di produzione dell'energia rapportato ad un valore di riferimento, in funzione del tasso di interesse e del tempo di costruzione. 183

Figura 3.5: Costo di produzione dell'energia in funzione del tasso di interesse e della durata dell'esercizio. 183

Figura 4.1: Definizione di passo del reticolo. 191

Figura 4.2: Andamento di p in funzione di Γ. 192

Figura 4.3: Andamento di f in funzione di Γ. 193

Figura 4.4: Andamento del fattore di moltiplicazione effettivo in funzione di Γ. 194

Figura 4.5: Coefficiente di vuoto per il reattore di Browns Ferry. 202

Figura 4.6: Entalpia del vapore d'acqua e del liquido in funzione della pressione. 204

Figura 4.7: Andamento della concentrazione da Xe all'avvio del reattore (reattore pulito). 207

Figura 4.8: Andamento nel tempo della concentrazione di Xe^{135}. 209

Figura 4.9: Fattore di moltiplicazione in funzione del burn-up. 212

Figura 5.1: Rilasci in funzione della temperatura. 216

Figura 5.2: Geometria semplificata del nocciolo. 217

Figura 5.3: Canale medio. 217

Figura 5.4: Sezione di riferimento per l'elemento di combustibile. 223

Figura 5.5: Distribuzione di temperatura nella sezione trasversale della barretta. 223

Figura 5.6: Geometria elementare della pastiglia di combustibile. 224

Figura 5.7: Conducibilità termica e integrale di conducibilità dell'UO_2 in funzione della temperatura.228
Figura 5.8: Sezione di una pastiglia di combustibile. 230
Figura 5.9: Procedura grafica di integrazione.....230
Figura 6.1: Funzione di ripartizione degli eventi.....250
Figura 6.2: Dati per il Meto di Blume. 258
Figura 6.3: Dati per il metodo di Kanai.....258
Figura 6.4: Confronto fra correlazioni di intensità ed accelerazione al suolo.....259
Figura 6.5: Accelerazione del suolo in funzione della Magnitudo M o dell'intensità I. 260
Figura 6.6: Terremoti di riferimento per la centrale di Diablo Canyon. 262
Figura 6.7: Fattore di sito $\bar{b}$ in funzione di log (ρV_s). 263
Figura 6.8: Accelerazione epicentrale in funzione della magnitudo. 263
Figura 6.9: Sistema elementare. 264
Figura 6.10: Spettro di risposta. 266
Figura 6.11: Spettro di risposta di un terremoto. 266
Figura 6.12: Spettro di progetto in direzione orizzontale. 269
Figura 6.13: Spettro di progetto in direzione verticale. 270
Figura 7.1: Distribuzioni di velocità e temperatura del fluido in un canale. 290
Figura 8.1**:** Profili di velocità (normalizzati al valore medio) per moto laminare e turbolento.....300
Figura 8.2: Diagramma di Moody.....303
Figura 8.3: Curve di Moody. 307
Figura 8.4: Tipiche curve caratteristiche di una pompa. 310
Figura 8.5: Schema di un impianto di sollevamento.....311
Figura 8.6: Schema semplificato di un impianto di circolazione per riscaldamento domestico. 312
Figura 9.1: Schema di funzionamento e flusso di energia in una macchina semplice motrice che interagisce con una sola sorgente (il funzionamento è impossibile). 322
Figura 9.2: Schema di funzionamento e flusso di energia nella macchina semplice motrice. 323
Figura 9.3: Ciclo termodinamico della macchina semplice motrice reversibile (macchina di Carnot).324
Figura 9.4: Rendimento della macchina di Carnot con temperatura della sorgente fredda 300. K…326
Figura 9.5: Componenti principali di un impianto a vapore saturo.....329
Figura 9.6**:** Ciclo Rankine a vapore saturo sul diagramma *T-s*.....329
Figura 9.7: Ciclo Rankine a vapore saturo sul diagramma di Mollier (*h-s*).....330
Figura 9.8: Ciclo Rankine a vapore saturo sul diagramma *p-v*.....330
Figura 9.9: Rappresentazione grafica della temperatura media di scambio superiore.....332
Figura 9.10: Componenti principali di un impianto a vapore surriscaldato. 334
Figura 9.11: Ciclo Rankine a vapore surriscaldato sul diagramma *T-s*. 334

Figura 9.12: Ciclo Rankine a vapore surriscaldato sul diagramma *h-s* - confronto tra espansione in turbina reversibile ed irreversibile. 336

Figura 9.13: Componenti principali di un impianto a vapore con risurriscaldamento. 338

Figura 9.14: Ciclo Rankine a vapore con risurriscaldamento sul diagramma *T-s*. 339

Figura 9.15: Componenti principali di un impianto a vapore surriscaldato con spillamento..... 341

Figura 9.16: Ciclo Rankine a vapore con spillamento sul diagramma *T-s*. 341

Figura 9.17: Rendimento all'aumentare del numero di spillamenti. 342

Figura 9.18: Ciclo Rankine caratteristico dei gruppi termoelettrici ENEL da 320 MW. 343

Figura 9.19: Turbina a gas a circuito aperto. 346

Figura 9.20: Turbina a gas a circuito chiuso. 346

Figura 9.21: Ciclo Brayton reversibile sul diagramma *T-s*. 347

Figura 9.22: Andamento del rendimento e del lavoro specifico in funzione del rapporto di compressione per un ciclo Brayton reversibile. 349

Figura 9.23: Ciclo Brayton reale sul diagramma *T-s*. 350

Figura 9.24**:** Andamento del rendimento e della PMU in funzione del rapporto di compressione per un ciclo Brayton reale. 351

Figura 9.25: Impianto a ciclo combinato. 352

Figura 9.26: Schema di flusso di un PWR come esempio di realizzazione di un ciclo di Rankine... 353

Figura 9.27: Ciclo rigenerativo ideale (T, S) e schema di un circuito che potrebbe approssimarlo . 354

Figura 9.28: Schema di flusso di un impianto che opera secondo un ciclo di Rankine rigenerativo a due stadi 355

Figura 9.29: Cicli di Rankine saturo ed a vapore surriscaldato 355

Figura 9.30: Andamento delle temperature nel generatore di vapore..... 357

Figura 9.31: Separatore dell'umidità e surriscaldamento intermedio nelle turbine a vapore saturo . 359

Figura 9.32 : Schema di uno stadio con estrazione di vapore 360

1.2 Indice delle Tabelle

Tabella 2.1: Normativa di riferimento per i componenti meccanici. 23

Tabella 2.2: Normativa di riferimento per strutture civili e per componenti elettrici della strumentazione. 23

Tabella 2.3: Esempio di classificazione di componenti e sistemi di un BWR. 24

Tabella 2.4: Esempio di classificazione di componenti e sistemi di un PWR. 25

Tabella 2.5: Indicazione schematica di alcune prescrizioni di GQ relativamente alle differenti categorie. 27

Tabella 2.6: Combinazione dei carichi per componenti di sistemi conteneti fluidi in BWR. 30

Tabella 2.7:Probabilità di accadimento per le diverse condizioni d'impianto. 31

Tabella 2.8: Fattore di sicurezza minimo richiesto per le diverse condizioni d'impianto. 32

Tabella 2.9: Limiti per le deformazioni. 33

Tabella 2.10: Limiti per le tensioni primarie. 33

Tabella 2.11: Limiti per la stabilità. 34

Tabella 2.12: Scarichi limiti per le diverse condizioni di progetto 109

Tabella 2.13: Valori di riferimento degli scarichi radioattivi all'atmosfera (TBq) in incidente severo.109

Tabella 2.14: Rilasci di materiali radioattivi durante il normale esercizio (per una unità da 1400 MWe) 116

Tabella 2.15: Criteri e normative adottate nella progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti nucleari. 121

Tabella 2.16: Elenco delle Guide Tecniche. 123

Tabella 2.17: Fasi dell'istruttoria per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio. 124

Tabella 3.1: Ciclo del combustibile all'equilibrio in un PWR da 1000 MWe. 173

Tabella 5.1: Conducibilità ed integrale di conducibilità per UO_2 229

Tabella 6.1: Maggiori terremoti dall'anno 1500. 239

Tabella 6.2: Effetti macrosismici nella scala Mercalli 244

Tabella 6.3: Situazione italiana (parte I). 245

Tabella 6.4: Situazione italiana (parte II). 245

Tabella 6.5: Situazione italiana (parte III). 245

Tabella 6.6: Valori dello smorzamento ammessi per strutture e componenti di impianti nucleari (Regulatory Guide 1.61). 268

Tabella 6.7: Minimum length of fault to be considered versus distance from site. 278

Tabella 6.8: Determination of zone requiring detailed faulting investigation. 282

Tabella 7.1: Fattore moltiplicativo relazione Silderberg-Huber. 293

Tabella 8.1**:** Densità di alcuni liquidi a 20.°C. 316

Tabella 8.2**:** Viscosità e densità di alcuni fluidi in funzione della temperatura. 316

Tabella 8.3**:** Coefficienti di perdita di carico concentrata (valori indicativi).....317
Tabella 8.4**:** Rugosità media dei condotti espressa in μm. 317
Tabella 9.1: Principali caratteristiche dei cicli più usati nelle macchine termiche motrici. 327
Tabella 10.1: Caratteristiche dei più comuni combustibili.....361
Tabella 10.2: Caratteristiche dei più comuni moderatori. 361
Tabella 10.3: Caratteristiche fisiche dei più importanti combustibili nucleari.....362
Tabella 10.4: Proprietà di alcuni materiali usati nei reattori. 363
Tabella 10.5: Caratteristiche fisiche dei refrigeranti.....364

1.3 Abbreviazioni

ACI	American Concrete Institute
ACRS	Advisory Committee on Reactor Safety
AEC	Atomic Energy Commission
AISC	American Institute for Steel Construction
AM	Accident Management
ANS	American Nuclear Society
ANSI	American National Standard Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
BWR	Boiling Water Reactor
CCI	Core Concrete Interaction
CFR	Code of Federal Regulation
CHF	Critical Heat Flux
CNEN	Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare
COL	Construction and Operation License
CSNI	Committee on Safety of Nuclear Installation
CT	Commissione Tecnica
DBA	Design Basis Accident
DBE	Design Basic Earthquake
DCC	Degraded Core Coolability
DCH	Decay Heat
DCH	Direct Containment Heating
DDT	Deflagration-to-Detonation Transition
DE	Design Earthquake
DISP	Direzione centrale della Sicurezza nucleare e della Protezione sanitaria
DF	Decontamination Factor
DNB	Departure from Nucleate Boiling
DPR	Decreto Presidente della Repubblica
ECCS	Emergency Core Cooling System
ENEA	Ente Nazionale per l'Energia Atomica
EPA	Environmental Protection Agency
ER	Environmental Report
ESF	Emergency Safety System
FEMA	Federal Emergency Management Agency
FP	Fission Product
FSAR	Final Safety Analysis Report
GE	General Electric
GQ	Garanzia della Qualità
GRS	Gesellschaft für Anlagen und ReaktorSicherheit
HP	High Pressure
HPME	High Pressure Melt Ejection
IAEA	International Atomic Energy Agency
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
ITAAC	Inspection, Tests, Analysis and Acceptance Criteria
KfK	Kernforshungszentrum Karlsruhe
LACE	LWR Aerosol Containment Experiments
LB LOCA	Large Break Loss Of Coolant Accident

LOCA	Loss Of Coolant Accident
LP	Low Pressure
LWR	Light Water Reactor
MCCI	Molten Core Concrete Interaction
MDE	Maximum Design Earthquake
MFCI	Molten Fuel Concrete Interaction
MIC	Ministero Industria e Commercio
MM	Mercalli Modificata
NPP	Nuclear Power Plant
NRC	Nuclear Reactor Commission
NSSS	Nuclear Steam Supply System
OBE	Operating Basic Earthquake
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OMB	Office of Management and Budget
PEE	Piano Emergenza Esterna
PGQ	Programma di Garanzia della Qualità
PORV	Power Operated Relief Valve
PSA	Probabilistic Safety Analysis
PSAR	Preliminary Safety Analysis Report
PWR	Pressurized Water Reactor
RCS	Reactor Coolant System
RG	Regulatory Guide
RIA	Reactivity Initiated Accident
RN	Radio Nuclide
RPV	Reactor Pressure Vessel
SA	Severe Accident
SB LOCA	Small Break Loss Of Coolant Accident
SE	Safety Earthquake
SFD	Severe Fuel Damage
SG	Steam Generator
SLBA	Steam Line Break Accident
SMCE	Safety Margin Check Earthquake
SRP	Standard Review Plan
SRV	Safety and Release Valve
SSE	Safety Shutdown Earthquake
ST	Source Term
TRA	Terremoto di Riferimento A
TRB	Terremoto di Riferimento B
UBC	Uniform Building Code
VF	Vigili del Fuoco

2. REQUISITI FONDAMENTALI RICHIESTI ALLE DIVERSE PARTI DI UN IMPIANTO NUCLEARE

2.1 Considerazioni Generali

Le diverse parti costituenti l'impianto nucleare devono essere realizzate tenendo nel dovuto conto l'esigenza fondamentale di assicurare un esercizio sicuro ed economico dell'impianto considerato. A tale fine, le parti suddette oltre ad essere correttamente proporzionate in relazione alle condizioni nelle quali saranno chiamate ad operare in esercizio, devono presentare adeguate caratteristiche per quanto riguarda, in primo luogo:

- l'affidabilità;
- la capacità di essere sottoposte a ispezioni e prove;
- la possibilità di manutenzione e riparazione;
- l'economicità.

Il contemporaneo soddisfacimento dei requisiti indicati non è certamente facile a raggiungersi e, come in tutte le opere complesse dell'ingegneria, le soluzioni adottate derivano da processi di ottimizzazione condizionata di determinate grandezze, tra le quali, per esempio, il costo unitario dell'energia prodotta.

Nel caso specifico di un impianto nucleare il processo di ottimizzazione è prima di tutto condizionato all'ottenimento di livelli minimi di sicurezza che garantiscano il non superamento di rischi determinati per la popolazione e per i lavoratori professionalmente esposti. La determinazione del rischio ritenuto "accettabile" viene effettuata mediante una corretta applicazione di analisi rischi benefici e facendo riferimento al noto principio "as low as praticable", in base al quale non si ritiene conveniente ridurre il livello di rischio al di sotto dei valori per i quali a riduzioni modeste del rischio corrispondano valori estremamente elevati dei costi aggiuntivi.

A monte del processo di ottimizzazione è quindi necessario stabilire adeguati criteri di sicurezza che consentono di determinare i requisiti cui devono soddisfare le diverse parti (sistemi, strutture e componenti) dell'impianto.

Senza entrare in dettaglio sui criteri specifici che sono stati sviluppati nei diversi Paesi, sarà sufficiente richiamare l'attenzione sul fatto che la maggior parte di questi impianti, ad acqua leggera, sono basati sul concetto base della difesa in profondità o "defence in depth". Tale difesa viene attuata predisponendo successivi livelli di intervento.

Un primo livello consiste nel prevenire, nei limiti del possibile, l'insorgere di guasti o di malfunzionamenti. Il raggiungimento di questo obbiettivo può essere ragionevolmente ottenuto, utilizzando tecniche di progettazione e di costruzione e rispettando condizioni di esercizio che diano sufficienti garanzie che le varie parti dell'impianto mantengano le proprie caratteristiche entro i limiti prefissati, con un grado di affidabilità proporzionato alla rilevanza ed al ruolo che alle parti stesse è affidato. Sono esempi di questo primo livello di intervento, criteri di sicurezza, quali:

- La predisposizione di una serie di "barriere" contro il rilascio e la dispersione incontrollata dei prodotti radioattivi presenti nel nocciolo (impiego di combustibile con elevata capacità di ritenzione dei prodotti di fissione; adozione di materiali per incamiciature con adeguata resistenza meccanica; predisposizione di un circuito di refrigerazione primaria di elevate caratteristiche; adozione di un sistema di contenimento che racchiude al proprio interno il generatore nucleare di vapore).

- La scelta di soluzioni che consentano la effettuazione di prove e ispezioni periodiche di tipo e frequenza proporzionate all'importanza delle funzioni ed alle caratteristiche proprie delle varie parti dell'impianto.
- L'adozione di soluzioni tecniche tendenti a eliminare rischi indebiti al personale, sia durante il normale esercizio che durante le operazioni di manutenzione, di ispezione e di prova.

Un secondo sistema di intervento consiste nel predisporre opportuni sistemi di sicurezza e di protezione atti a contenere in limiti accettabili i danni per il personale e per la popolazione, non solo in condizioni di normale funzionamento, ma anche a seguito di eventuali incidenti indotti da guasti o malfunzionamenti di componenti dell'impianto o da eventi naturali eccezionali. Le parti dell'impianto, compresi i sistemi di sicurezza e protezione, devono essere progettate e costruite in base a specifiche che derivano da una analisi completa dello spettro delle possibili condizioni nelle quali l'impianto può trovarsi ad operare, e devono inoltre possedere capacità e ridondanza sufficienti a garantire l'assolvimento delle funzioni loro affidate, anche nel caso di guasto singolo alle componenti attive dei sistemi stessi.

2.2 Classificazione dei Sistemi, Strutture e Componenti di un Impianto Nucleare

Come è stato prima ricordato, si ritiene necessario che le parti (sistemi, strutture e componenti) dell'impianto vengano progettate, costruite ed esercite in modo da avere adeguate garanzie che le stesse abbiano e mantengano le caratteristiche richieste entro i limiti prefissati con un grado di affidabilità commisurato alla rilevanza ed al ruolo loro affidato.

Per raggiungere questo obbiettivo si è ritenuto opportuno, in primo luogo, procedere ad una classificazione delle parti dell'impianto, tenendo conto dell'importanza delle funzioni che le stesse sono chiamate a svolgere purché sia assicurato un sicuro ed economico esercizio dell'impianto.

Le classificazioni normalmente adottate si riferiscono:

- alla rilevanza delle parti;
- al modo nel quale devono essere considerati gli eventi naturali a carattere eccezionale (per gli impianti realizzati in Italia, il sisma in primo luogo);
- al livello di qualità.

2.2.1 Classificazioni delle Parti in Relazione alla loro Rilevanza

Le parti dell'impianto sono suddivise nel modo seguente:

a) rilevanti per la sicurezza nucleare e/o per la protezione sanitaria (indicate nel seguito, per brevità rilevanti per la sicurezza);

b) rilevanti per l'esercizio;

c) non rilevanti.

Tale suddivisione viene operata correttamente con le seguenti definizioni:

a) è considerata rilevante per la sicurezza quella parte dell'impianto la cui rottura o malfunzionamento possa essere la causa iniziatrice di un incidente cui consegua un rilascio significativo di materiale radioattivo, oppure che possa determinare un aggravamento delle conseguenze per un incidente prodotto da altre cause. Sono considerate altresì rilevanti per la sicurezza quelle parti dell'impianto (di per se non rilevanti), la cui rottura o malfunzionamento possa compromettere il corretto funzionamento delle parti ritenute rilevanti, secondo la definizione precedentemente data.

b) Sono ritenute "rilevanti per l'esercizio" le parti dell'impianto, non rilevanti per la sicurezza la cui rottura o malfunzionamento possa compromettere il corretto esercizio dell'impianto.

c) Sono ritenute "non rilevanti" le altre parti dell'impianto non comprese nelle due classi sopra indicate.

Si ritiene opportuno sottolineare che, almeno per un impianto appartenente ad una filiera commerciale, la quasi totalità delle parti può essere classificata mediante analisi dei sistemi di processo. Vi sono tuttavia alcune parti per la cui classificazione è richiesta la conoscenza del lay-out di almeno alcuni sistemi dell'impianto. Se si considera, infatti, a titolo di esempio, la tubazione di un sistema rilevante per l'esercizio, o, addirittura non rilevante, tale tubazione in quanto tale non è evidentemente rilevante per la sicurezza, ma lo potrebbe diventare qualora la sua disposizione fosse tale da non potersi escludere che una sua eventuale rottura possa provocare rottura o malfunzionamenti di altre parti rilevanti per la sicurezza.

Una classificazione del tipo di quello sopra indicato, già adottato da tempo dai principali fornitori di impianti nucleari di potenza, sarebbe comunque richiesta per gli impianti installati in Italia, in applicazione del DPR 185. Nell'articolo 41 del suddetto DPR viene infatti precisato che al decreto di autorizzazione alla costruzione, rilasciato dal MICA, deve essere allegato l'elenco delle parti che l'Autorità di sicurezza ritiene rilevanti per la sicurezza nucleare e/o la protezione sanitaria. La costruzione di tali parti è subordinata all'approvazione da parte dell'ENEA-DISP dei relativi progetti particolareggiati.

2.2.2 Classificazione Sismica

Le parti dell'impianto rilevanti ai fini della sicurezza sono classificate nella "classe sismica I". Tali parti devono essere realizzate in modo tale da:

- resistere agli effetti conseguenti al "terremoto base di esercizio (OBE - Operating Basic Earthquake) conservando pienamente, a seguito di tali eventi, la loro integrità strutturale e la loro capacità funzionale;
- resistere agli effetti conseguenti al "terremoto base di progetto (DBE - Design Basic Earthquake) in modo da garantire almeno:

  a) l'integrità del sistema di contenimento del refrigerante primario;

  b) la funzionalità dei sistemi necessari per l'arresto del reattore e per il mantenimento dello stesso nelle condizioni di spegnimento sicuro;

  c) un sostanziale mantenimento delle caratteristiche del contenitore di sicurezza.

Le parti dell'impianto rilevanti ai fini dell'esercizio sono classificate nella "classe sismica II". Tali parti devono essere realizzate in modo tale da resistere agli effetti conseguenti al terremoto base di esercizio, conservando pienamente, a seguito di tale evento la loro integrità strutturale e la loro capacità funzionale.

Come emerge da quanto sopra esposto, esiste una piena corrispondenza tra le due classificazioni. Le parti rilevanti per la sicurezza appartengono alla classe sismica I, quelle rilevanti per l'esercizio alla classe sismica II.

Ulteriori considerazioni in proposito saranno esposte nell'analisi dei criteri utilizzati per la combinazione dei carichi di progetto.

2.2.3 Classificazione per Gruppi o Livelli di Qualità

Come è stato più volte ricordato, è di fondamentale importanza per la sicurezza garantire che tutte le parti rilevanti dell'impianto siano progettate, costruite, messe in opera ed esercite a livelli di qualità commisurati all'importanza delle funzioni loro adottate.

Il grado di importanza può essere individuato tenendo conto delle conseguenze provocate da guasti o malfunzionamenti ragionevolmente ipotizzati per la parte presa in considerazione.

Ai diversi gradi di importanza o livelli di qualità vengono fatti corrispondere codici, norme, procedimenti e prescrizioni specifiche per la progettazione, la fabbricazione, il montaggio, il collaudo e la manutenzione della parte in esame, dopo aver accertato che il rispetto dei documenti tecnici presi a riferimento offre ragionevoli garanzie che il comportamento della parte stessa sia coerente con la rilevanza delle funzioni ad esse affidate.

Per i reattori ad acqua leggera sono generalmente individuati tre gruppi o livelli di qualità contraddistinti, di norma, con i numeri 1, 2, 3. La collocazione di una parte in uno dei gruppi suddetti è determinate facendo riferimento alla condizione operativa nella quale l'impianto può venirsi a trovare a seguito di guasti o malfunzionamenti della parte stessa.

Al livello di qualità 1 vengono fatti corrispondere i requisiti più severi che la tecnologia disponibile consente di rispettare.

Al livello di qualità 2 vengono fatti corrispondere requisiti particolarmente stringenti, anche se meno severi di quelli relativi al livello di qualità 1.

Al livello di qualità 3 vengono fatti corrispondere i requisiti minimi ritenuti accettabili per le parti dell'impianto rilevanti per la sicurezza nucleare. I requisiti richiesti sono comunque più stringenti di quelli previsti per le parti di maggiore rilievo e della stessa tipologia, utilizzate negli impianti convenzionali.

Le parti dell'impianto la cui rilevanza per la sicurezza, anche se non nulla, è estremamente modesta, possono essere classificate nella classe di qualità 4, alla quale vengono fatti corrispondere i requisiti richiesti per le parti della stessa tipologia, di più elevata qualità, utilizzati negli impianti convenzionali. La logica seguita diventerebbe però una pura esercitazione accademica o, al massimo una semplice dichiarazione di buone intenzioni, qualora non fosse possibile fare ricorso a documenti tecnici di riferimento (norme, standards, guide tecniche, ecc.) la cui corretta applicazione nelle diverse fasi di realizzazione dell'impianto possa dare ragionevoli garanzie che i livelli di qualità richiesti siano stati effettivamente raggiunti.

Qualora per alcune parti dell'impianto le norme tecniche disponibili siano mancanti o incomplete, è richiesta la definizione dettagliata delle metodologie che saranno seguite per la realizzazione delle parti suddette, con la dimostrazione che tali metodologie sono adeguate per il raggiungimento del richiesto livello di qualità.

Le precisazioni sopra esposte consentono di affermare che per quanto sia teoricamente possibile una suddivisione anche molto spinta, il numero dei livelli di qualità che può essere preso in considerazione è strettamente legato alla disponibilità di normative tecniche. Non avrebbe infatti senso ingegneristico una suddivisione delle parti in un numero molto elevato di livelli di qualità, qualora non fosse possibile individuare, per ciascun livello, i requisiti tecnici da rispettare e le metodologie da seguire.

Nelle Tabella 2.1 e Tabella 2.2 sono riportate a titolo esemplificativo alcune tra le principali norme generalmente impiegate nella costruzione degli impianti nucleari, con specifico riferimento alla tipologia della parte ed al livello di qualità.

Nei diversi paesi nei quali gli impianti vengono realizzati, devono essere inoltre rispettate, salvo eccezioni esplicitamente accettate dagli organi competenti, le normative nazionali in vigore all'atto del nulla osta alla costruzione.

Nelle Tabella 2.3 e Tabella 2.4 sono riportate, a titolo di esempio, le classificazioni per alcune parti di reattori ad acqua leggera (BWR e PWR).

Componente Livello di Qualità	**Recipienti in pressione**	**Pompe**	**Valvole**	**Tubazioni**	**Strutture di supporto**	**Internals**
1	ASME III NB. 3300	ASME III NB 3400	ASME III NB 3500	ASME III NB 3600	ASME III NF	ASME III NG
2	ASME III NC. 3300	ASME III NC 3400	ASME III NC 3500	ASME III NC 3600	ASME III NF	ASME III NG
3	ASME III ND. 3300	ASME III ND 3400	ASME III ND 3500	ASME III ND 3600	ASME III NF	ASME III NG

Tabella 2.1: Normativa di riferimento per i componenti meccanici.

Componente Livello di Qualità	**Strutture in calcestruzzo**	**Strutture in acciaio**	**Componenti elettrici e strumentazione**
1 e 2	ACI 348 ACI 359	AISC	IEEE
3	U.B.C.	AISC	IEEE

Tabella 2.2: Normativa di riferimento per strutture civili e per componenti elettrici della strumentazione.

ASME	American Society for Mechanical Engineers
ACI	American Concrete Institute
UBC	Uniform Building Code
AISC	American Institute for Steel Construction
IEEE	Institute for Electrical and Elettronic Engineers

Componente o Sistema	Livello di qualità
Recipiente in pressione	1
Sistemi di circolazione	1
Componenti interne di recipiente in pressione	1
Linea vapore (fino alla seconda valvola di isolamento)	1
Linea vapore (dopo la seconda valvola di isolamento)	4
Linea acqua alimento (fino alla seconda valvola di isolamento)	1
Linea acqua alimento (dopo la seconda valvola di isolamento)	4
Valvole di sfioro sicurezza	1
Tubazioni, pompe e valvole dei sistemi di refrigerazione di emergenza	2
Scambiatori RHR - lato primario	2
Scambiatori RHR - lato secondario	3
Sistema per il trattamento dell'acqua del reattore	3
Sistemi per il trattamento dei rifiuti radioattivi	3
Sistemi per raffreddamento e trattamento dell'acqua della piscina combustibile	3

Tabella 2.3: Esempio di classificazione di componenti e sistemi di un BWR.

Componente o Sistema	Livello di qualità
Recipiente in pressione	1
Tubazioni del circuito primario	1
Pompe di circolazione	1
Pressurizzatore	1
Generatore di vapore - lato tubi primario	1
Generatore di vapore - lato mantello secondario	2
Accumulatori del sistema di iniezione di sicurezza	2
Tubazioni e valvole del sistema di iniezione facenti parti del circuito primario	1
Serbatoio del veleno chimico	2
Pompe di iniezione del sistema di rimozione del calore residuo	2
Pompe e valvole del sistema RHR facenti parte del circuito primario	1
Scambiatore per la rimozione del lato tubi	2
Scambiatore per la rimozione del lato mantello (calore residuo)	3
Sistemi di trattamento dei rifiuti radioattivi	3
Valvole di sicurezza del circuito primario	1
Valvole di sfioro del circuito primario	1
Serbatoio di raccolta del fluido rilasciato dal pressurizzatore	4 (nc)
Tubazioni vapore fino alla seconda valvola di isolamento (compresi)	2
Tubazioni acqua alimento fino alla seconda valvola di isolamento (compresa)	2

Tabella 2.4: Esempio di classificazione di componenti e sistemi di un PWR.

2.2.4 Classificazione per Categorie di Garanzia della Qualità

Le parti dell'impianto rilevanti per la sicurezza sono classificate in funzione dei requisiti richiesti in relazione alla garanzia della qualità. Vengono normalmente previste in proposito 3 categorie, indicate, rispettivamente con: categoria 1; categoria 2; categoria 3.

La classificazione viene normalmente eseguita in base ai seguenti criteri di base, tenendo altresì presenti alcuni criteri addizionali.

2.2.4.1 Criteri Base

a) Sono inserite nella categoria 1 le parti dell'impianto la cui rottura o malfunzionamento possa essere causa iniziatrice di incidenti tali da interessare la sicurezza e la salute del personale della centrale e della popolazione oppure possa determinare una riduzione dell'efficienza dei sistemi di protezione e/o di sicurezza;

b) sono inserite nella categoria 2 le parti dell'impianto la cui rottura o malfunzionamento possa avere conseguenze tali da interessare la sicurezza e la salute del personale della centrale, ed anche le parti dell'impianto non comprese nella categoria 1, il cui esercizio e manutenzione possa venire limitata per la presenza di elevati livelli di radiazione;

c) sono inserite nella categoria 3 le altre parti dell'impianto, rilevanti ai fini della sicurezza, non comprese nella categoria 1 e nella categoria 2.

2.2.4.2 Criteri Addizionali

1°) Le parti dell'impianto per le quali sia richiesto un elevato grado di complessità a livello di organizzazione, di progettazione, di costruzione o di collaudo andranno prese in considerazione per una loro classificazione nella categoria 1. Più in generale, il grado di complessità richiesto per la realizzazione di una parte dell'impianto andrà preso accuratamente in esame per un ponderato rilassamento delle prescrizioni di garanzia della qualità.

2°) Le parti dell'impianto:

- con utilizzazione non preventivamente determinata, oppure,
- per le quali sia possibile o prevista l'intercambiabilità quali: cavi, interruttori, trasformatori ecc., oppure,
- realizzate con criteri costruttivi di piccola serie, per le quali una classificazione in più categorie può risultare non conveniente ad es. quadri elettrici, strumenti reali ecc.

Dovranno essere classificate nel caso di forniture omogenee di componenti nella categoria di garanzia della qualità più elevata connessa con le diverse utilizzazioni possibili dei singoli componenti.

3°) Le parti dell'impianto la cui realizzazione abbia raggiunto un elevato grado di standardizzazione possono essere prese in esame per un ponderato rilassamento delle prescrizioni di garanzia della qualità a condizione che venga fornita dimostrazione di una valida esperienza attestante un positivo funzionamento delle parti stesse in impianti simili.

4°) Le parti dell'impianto che, in relazione alla situazione impiantistica in cui sono inserite, presentino ridondanze o effettive alternative operative, ovvero, le parti dell'impianto non aventi funzioni di emergenza o di sicurezza, ad utilizzazione saltuaria ed il cui stato di integrità strutturale e di efficienza funzionale può essere completamente verificato durante il normale esercizio, possono essere prese in esame per un ponderato rilassamento delle prescrizioni di garanzia della qualità.

Nella Tabella 2.5 sono schematicamente riportate alcune prescrizioni di garanzia della qualità (GQ), facendo riferimento alle diverse categorie.

Prescrizioni	Categorie di GQ		
	1	**2**	**3**
Qualifica fornitori	Richiesta normalmente prima della richiesta di offerta	Richiesta normalmente prima della richiesta di offerta	-
Riunioni preventive	Richieste prima dell'inizio dell'attività lavorativa	Richieste prima dell'inizio dell'attività lavorativa	-
Manuale di GQ e Procedure Amministrative	Richiesta la predisposizione del manuale di GQ	Richiesta la presenza di adeguate procedure amministrative	Richiesta l'indipendenza del Gruppo di GQ
Piani di GQ	Richiesta di predisposizione dei piani di GQ	Richiesta la predisposizione dei piani di GQ	Richiesta la predisposizione dell'elenco delle prove
Procedure di lavorazione e di controllo	Richiesta la predisposizione delle procedure per i processi speciali, i controlli e le prove	Richiesta la predisposizione delle procedure per i processi speciali, i controlli e le prove	Richiesta per le lavorazioni più significative
Deviazioni e difetti rilevanti	Richiesto il benestare dell'acquirente prima della prosecuzione delle attività	Richiesto il benestare dell'acquirente prima della prosecuzione delle attività	Richiesto il benestare dell'acquirente
Ispezioni finali	Richiesta	Richiesta	-

Tabella 2.5: Indicazione schematica di alcune prescrizioni di GQ relativamente alle differenti categorie.

2.3 Condizioni Operative e Combinazione dei Carichi

2.3.1 Condizioni Operative

Nei paragrafi precedenti è stato precisato che le parti rilevanti ai fini della sicurezza nucleare, devono essere progettate costruite ed esercite nel rispetto di specifiche che derivano da un'analisi completa dello spettro delle possibili condizioni nelle quali l'impianto potrebbe trovarsi ad operare nel corso della propria vita.

Le condizioni operative alle quali si fa generalmente riferimento nell'analisi sopra accennata vengono individuate, in relazione alla probabilità che le stesse hanno di verificarsi, nel modo seguente:

1) Condizioni normali (Normal) - rappresentano le condizioni di normale esercizio, ivi compresi i transitori operazionali.
2) Condizioni perturbate (Upset) - rappresentano le condizioni di impianto connesse con deviazioni dalle condizioni normali, previste in sede di progetto, tali da non compromettere la funzionalità dell'impianto stesso.
3) Condizioni di emergenza (Emergency) - rappresentano le condizioni di impianto con deviazioni dalle condizioni normali di entità tale da richiedere l'arresto del reattore. L'esercizio potrà essere eventualmente ripreso, ma solo dopo accurato controllo dell'impianto e la riparazione degli eventuali danni nello stesso verificatesi.

4) Condizioni accidentali o limiti (Faulted) - rappresentano le condizioni di impianto connesse a deviazioni dalle condizioni normali di esercizio di entità tale da provocare conseguenze che possono portare alla compromissione della integrità e funzionalità dell'impianto fino ad interessare la sicurezza della popolazione.

Nelle condizioni 1 e 2 deve essere garantita la piena efficienza di tutte le barriere previste per evitare il rilascio di materiale radioattivo.

Nella condizione 3 è ammessa una riduzione anche significativa della efficienza delle prime barriere, con conseguente rilascio di materiale radioattivo che non deve comunque avere conseguenze apprezzabili per la popolazione.

Nella condizione 4 sono ammessi rilasci significativi di materiale radioattivo; deve comunque essere assicurato che, per l'intervento, anche in condizioni degradate, dai previsti sistemi di sicurezza, le conseguenze per la popolazione rimangono entro i limiti prefissati e ritenuti accettabili.

Il rispetto di quanto sopra indicato offre adeguate garanzie per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza. Per quanto attiene all'esercizio, come è stato già accennato, l'impianto deve poter essere mantenuto in esercizio non solo, come è ovvio, nella condizione 1, ma anche qualora si verifichino eventi caratterizzanti la condizione 2.

Se si dovessero effettuare eventi afferenti alle condizioni 3 e 4, l'impianto deve essere spento e mantenuto nella condizione di spegnimento sicuro. Si procederà quindi ad un accurato esame degli effetti prodotti sulle diverse parti dell'impianto dall'evento verificatesi. L'esame suddetto fornirà gli elementi necessari per poter stabilire se l'impianto dovrà essere chiuso e, qualora ciò non risulti necessario, per definire gli interventi necessari per ripristinare le condizioni indispensabili per la sua rimessa in funzione.

In termini probabilistici, a parte la condizione 1 che, per definizione, caratterizza il normale esercizio dell'impianto, si può ragionevolmente ritenere che:

- la probabilità associabile agli eventi caratterizzanti la condizione 2 sia dell'ordine di $10^{-1} \div 10^{-2}$ per anno. In tali condizioni, pertanto, l'impianto potrebbe trovarsi ad operare anche più volte nel corso della sua vita operativa la cui durata, per i reattori ad acqua può essere stimata in $30 \div 40$ anni;
- la probabilità associabile agli eventi caratterizzanti la condizione 3 sia dell'ordine di $10^{-2} \div 10^{-4}$ per anno, in relazione ai singoli eventi ipotizzati. In tale condizione l'impianto potrebbe trovarsi ad operare, anche se con probabilità relativamente basse;
- la probabilità associata agli eventi caratterizzanti la condizione 4 sia dell'ordine di 10^{-5} per anno (compresa tra 10^{-4} e 10^{-6}). La probabilità quindi che l'impianto possa trovarsi ad operare in questa condizione, anche se diversa da zero (non esistono evidentemente eventi fisicamente possibili con probabilità di accadimento nullo) è invero molto bassa.

A titolo di esempio si riporta un'elencazione di alcuni tra gli eventi riferibili alle diverse condizioni operative, relativamente ad un BWR.

a) Condizioni normali

1 - Normale funzionamento in potenza.

2 - Avviamento dell'impianto e salita in potenza.

3 - Variazione programmata del carico.

4 - Variazione programmata della configurazione delle barre di controllo.

5 - Arresto programmato

b) Condizioni perturbate

1 - Distacco totale del carico.

2 - Scatto del turbogeneratore.

3 - Cessato funzionamento di una pompa del sistema acqua di alimento.

4 - Terremoto base di esercizio (OBE)

c) Condizioni incidentali o di emergenza

1 - Sovrapressione del reattore per ritardato intervento del sistema di arresto rapido.

2 - Errato riavviamento di un circuito di ricircolazione freddo.

3 - Grippaggio di una pompa di ricircolazione.

4 - Errata disposizione del combustibile nel nocciolo durante la ricarica.

5 - Terremoto base di progetto (DBE).

6 - Tranciatura netta di una linea di ricircolazione (LOCA).

7 - Tranciatura di una linea vapore a monte della valvola di isolamento.

d) Condizioni limiti o accidentali

1 - Estrazione incontrollata di una barra di controllo.

2 - Caduta accidentale di un elemento combustibile sul nocciolo durante le operazioni di refueling.

3 - Mancata alimentazione dei motori delle pompe di ricircolazione.

4 - Tranciatura di una tubazione di vapore a valle della seconda valvola di isolamento.

5 - Tranciatura netta di una linea di ricircolazione in concomitanza con il terremoto base di progetto (LOCA+DBE).

2.3.2 Combinazione dei Carichi

Per ciascuna delle differenti condizioni operative vengono individuate opportune combinazioni dei carichi conseguenti al verificarsi degli eventi caratterizzanti la condizione stessa. Per una stessa condizione operativa possono essere presenti anche diverse combinazioni di carichi.

A tali combinazioni (condizioni di carico) deve essere fatto riferimento nella progettazione delle parti dell'impianto rilevanti ai fini della sicurezza.

Le condizioni di carico sono evidentemente via via più gravose passando nell'ordine dalla condizione "normale" a quelle "perturbata", "incidentale" ed "accidentale".

Appare peraltro logico prevedere un aumento delle sollecitazioni ammissibili per le diverse condizioni operative, considerate nell'ordine sopra indicato, tenendo conto delle garanzie che devono essere date per ciascuna delle condizioni stesse, coerentemente con le diverse possibilità che le stesse hanno di verificarsi.

In fase di progetto si rende pertanto necessario più volte (tante quante sono le condizioni di carico da prendere in esame) procedere al dimensionamento della parte, verificando che per ciascuna condizione di carico presa a riferimento, gli effetti (tensione, deformazioni ecc.) rientrino nei limiti ammissibili per la condizione operativa alla quale la condizione di carico si riferisce.

Il dimensionamento effettivamente adottato sarà evidentemente quello per il quale è soddisfatta la verifica più gravosa.

Nel rapporto preliminare di sicurezza il Proprietario e futuro Esercente propone, per le differenti condizioni operative, le combinazioni dei carichi che saranno prese in considerazione ed i limiti di ammissibilità per gli effetti conseguenti, relativamente alle diverse tipologie delle parti dell'impianto.

I limiti di ammissibilità suddetti sono molto spesso definiti nei documenti tecnici (norme, guide, ecc.) presi a riferimento. Le proposte formulate dall'Esercente sono accuratamente esaminate durante l'istruttoria e, conseguentemente fatte proprie, con le modifiche ritenute eventualmente opportune, dall'organo di controllo, sentita la Commissione Tecnica.

Le conclusioni dell'Ente di controllo, riportate nel decreto dal nulla osta alla costruzione dell'impianto, costituiscono precise prescrizioni da rispettare nella relazione delle parti rilevanti.

Indicativamente ed a titolo di esempio, si ricorda che per le componenti (recipienti in pressione, pompe, valvole, tubazioni scambiatori di calore, ecc.) di sistemi contenenti fluidi, nei BWR, vengono normalmente adottate combinazioni dei carichi del tipo indicato nel seguito

Condizione operativa	Combinazione dei carichi
Normale (Normal)	N
Perturbato (Up-set)	N + U
	N + OBE
Incidentale (Emergency)	N + E
	N + R
	N + DBE
Accidentale (Faulted)	N + F
	N + R + DBE

Tabella 2.6: Combinazione dei carichi per componenti di sistemi conteneti fluidi in BWR.

dove:

N Carichi connessi con le condizioni di funzionamento normale, ivi compresi quelli relativi ai transitori operazionali.

U Carichi conseguenti agli eventi caratterizzanti la condizione "perturbata" con eccezione di quelli derivanti dall'OBE.

R Carichi conseguenti alle tranciature di una linea di ricircolazione (LOCA)

OBE Carichi conseguenti al terremoto base di esercizio

DBE Carichi conseguenti al terremoto base di progetto

E Carichi conseguenti agli altri eventi caratterizzanti la condizione "incidentale" diversa da quelli connessi al DBE e al LOCA

F Carichi conseguenti ad altri eventi caratterizzanti la condizione "accidentale" diversa da quelli connesse al DBE ed al LOCA.

I limiti ammissibili per gli effetti conseguenti alle diverse condizioni di carico sono normalmente indicati nelle norme tecniche (ASME III nel caso esaminato).

L'argomento in questione sarà trattato in dettaglio in altro insegnamento del corso. Si ritiene comunque opportuno fin da ora esporre alcune considerazioni in proposito:

a) i limiti ammissibili per la condizione operativa 2 (perturbata) dovranno essere uguali a quelli ammessi per la condizione 1 (normali), dovendosi assicurare che l'impianto possa essere mantenuto in servizio anche qualora si dovessero evitare eventi afferenti alla condizione 2 (per esempio, Eventi sismici fino all'OBE).

b) Le procedure prima indicate sono obbligatorie, come è stato più volte ripetuto, per le parti dell'impianto ritenute rilevanti per la sicurezza. Nonostante ciò, gli eventi caratterizzanti la condizione operativa 2 dovranno essere prese in considerazione anche per le parti rilevanti per l'esercizio. Se si vuole che l'impianto possa essere mantenuto in servizio regolarmente anche a seguito di tali eventi, è necessario garantire che il verificarsi degli stessi non abbia in alcun modo compromesso l'integrità strutturale e la capacità funzionale non solo delle parti rilevanti per la sicurezza, ma anche di quelle rilevanti per l'esercizio.

2.4 Condizioni di Carico e Margini di Sicurezza

Nel presente paragrafo sono esposti i criteri generali normalmente seguiti per la determinazione dei limiti ammissibili per le diverse condizioni operative e sono specificati con maggiore dettagli quelli adottati dalla GE.

Come è stato precedentemente detto, il progetto delle parti dell'impianto rilevanti ai fini della sicurezza deve essere effettuato prendendo a riferimento le diverse condizioni operative che possono essere suddivise nelle quattro categorie: normal, up-set, emergency e faulted. In termini operativi è richiesta in primo luogo la individuazione e la combinazione dei carichi per le varie condizioni prese in esame e la successiva verifica che, in relazione a quanto richiesto nelle condizioni suddette, i valori massimi di alcune grandezze fisiche (tensioni, deformazioni, ecc.) risultino non superiori a quelli ritenuti ammissibili.

Per l'individuazione di questi ultimi si è soliti fare riferimento a criteri probabilistici. Indicando con P_{40} la probabilità che una condizione possa verificarsi durante la vita dell'impianto, prevista in 40 anni, si può ragionevolmente associare alle diverse condizioni le probabilità indicate nella Tabella 2.7 seguente:

Condizione	Probabilità
normal	$P_{40} = 1$
upset	$1 \geq P_{40} \geq 10^{-1}$
emergency	$10^{-1} \geq P_{40} \geq 10^{-3}$
faulted	$10^{-3} \geq P_{40} \geq 10^{-6}$

Tabella 2.7:Probabilità di accadimento per le diverse condizioni d'impianto.

Indicando con Sf_{min} il valore minimo del fattore di sicurezza convenzionalmente definito, la GE determina il valore di tale fattore utilizzando la relazione seguente:

$$Sf_{min} = \frac{3}{3 - \log P_{40}} \qquad \text{per } 10^{-1} \geq P_{40} \geq 10^{-5}$$

assumendo inoltre:

$Sf_{min} = 2.25$ $\quad 1 \geq P_{40} \geq 10^{-1}$

$Sf_{min} = 1.125$ $\quad 10^{-5} \geq P_{40} \geq 10^{-6}$

Il fattore di sicurezza minimo richiesto, Sf_{min}, diminuisce, come è logico, al diminuire delle probabilità di accadimento dell'evento considerato. Per eventi ragionevolmente non credibili ($P_{40} \leq 10^{-6}$) non ha più senso definire un fattore di sicurezza. Tenendo presente quanto sopra, appare evidente il senso probabilistico del classico coefficiente di sicurezza nella progettazione degli impianti nucleari. In relazione ai principali eventi ricordati nei paragrafi precedenti, Sf_{min} assume i valori di seguito riportati in Tabella 2.8.

Condizione	Carichi	Probabilità	Fattore di Sicurezza
Up-set	N+OBE	$P_{40} = 10^{-1}$	$Sf_{min} = 2.25$
	N+Au	$P_{40} = 10^{-1}$	$Sf_{min} = 2.25$
	N+R	$P_{40} = 10^{-3}$	$Sf_{min} = 1.5$
Emergency	N+DBE	$P_{40} = 10^{-3}$	$Sf_{min} = 1.5$
	N+Ae	$10^{-3} \leq P_{40} \leq 10^{-1}$	$1.5 < Sf_{min} < 2.25$
Faulted	N+R+DBE	$P_{40} = 1.5 \times 10^{-6}$	$Sf_{min} = 1.125$
	N+Af	$10^{-6} \leq P_{40} \leq 10^{-3}$	$1.125 < Sf_{min} < 1.5$

Tabella 2.8: Fattore di sicurezza minimo richiesto per le diverse condizioni d'impianto.

dove:

N carichi agenti durante il normale funzionamento;

OBE carichi dovuti all'OBE;

R carichi conseguenti al LOCA;

DBE carichi dovuti all'DBE;

Au carichi dovuti ad eventi diversi dall'OBE che in relazione alla loro prevista frequenza di accadimento devono essere considerati nella condizione up-set;

Ae carichi dovuti ad eventi o combinazioni di eventi diversi dal DBE e dal LOCA che in relazione alla loro prevista frequenza di accadimento devono essere considerati nella condizione emergency;

Af carichi dovuti ad eventi o combinazioni di eventi diversi dal DBE+LOCA che in relazione alla loro prevista frequenza di accadimento devono essere considerati nella condizione faulted.

Facendo riferimento a quanto sopra sommariamente esposto, i diversi costruttori sono pervenuti alla individuazione dei limiti ammissibili per le varie componenti. Tali limiti si riferiscono generalmente a: deformazioni, tensioni, instabilità e fatica.

Si riportano, a titolo di esempio, i limiti di progetto definiti dalla GE. I limiti presi a riferimento da altri costruttori non sono sostanzialmente diversi da quelli riportati nel seguito.

Limiti per le deformazioni

Deve essere rispettata la condizione più gravosa tra le seguenti:

Limiti generali	Limiti per le varie condizioni		
	Upset	Emergency	Faulted
$\frac{DP}{DL} \leq \frac{0.9}{SF_{min}}$	≤ 0.36	≤ 0.60	≤ 0.80
$\frac{DP}{DE} \leq \frac{1.0}{SF_{min}}$	≤ 0.40	≤ 0.67	≤ 0.89

Tabella 2.9: Limiti per le deformazioni.

dove:

DP deformazione ammissibile;

DL deformazione, determinata analiticamente, che può portare alla perdita di funzionalità del componente;

DE deformazione, determinata sperimentalmente, che può portare alla perdita di funzionalità del componente.

Limiti per le tensioni primarie

Deve essere rispettata la condizione più gravosa tra le seguenti:

Limiti generali	Limiti per le varie condizioni		
	Upset	Emergency	Faulted
$\frac{PE}{PN} \leq \frac{2.25}{SF_{min}}$	≤ 1.00	≤ 1.50	≤ 2.00
$\frac{PE}{US} \leq \frac{0.75}{SF_{min}}$	≤ 0.33	≤ 0.50	≤ 0.66
$\frac{EP}{US} \leq \frac{0.90}{SF_{min}}$	≤ 0.40	≤ 0.60	≤ 0.80
$\frac{LP}{PL} \leq \frac{0.90}{SF_{min}}$	≤ 0.40	≤ 0.60	≤ 0.80
$\frac{LP}{UF} \leq \frac{0.90}{SF_{min}}$	≤ 0.40	≤ 0.60	≤ 0.80
$\frac{LP}{LE} \leq \frac{1.00}{SF_{min}}$	≤ 0.44	≤ 0.67	≤ 0.89

Tabella 2.10: Limiti per le tensioni primarie.

dove:

PE tensioni primarie, valutate mediante analisi elastica;

PN tensioni primarie ammissibili in base alle normative prese a riferimento (ASME, ecc.);

US carico di rottura alla temperatura di funzionamento;

EP tensioni primarie, valutate mediante analisi elasto-plastica;

PL carico di instabilità plastica;

LP carico ammissibile;

UF carico limite ottenuto facendo riferimento alla meccanica della frattura;

LE carico limite per la funzionalità del componente determinato sperimentalmente.

Limiti per la stabilità

Deve essere rispettata la condizione più gravosa tra le seguenti:

Limiti generali	Limiti per le varie condizioni		
	Upset	Emergency	Faulted
$\frac{LP}{PN} \leq \frac{2.25}{SF_{min}}$	≤ 1.00	≤ 1.50	≤ 2.00
$\frac{LP}{SL} \leq \frac{0.674}{SF_{min}}$	≤ 0.30	≤ 0.45	≤ 0.60
$\frac{LP}{SE} \leq \frac{1.00}{SF_{min}}$	≤ 0.44	≤ 0.67	≤ 0.89

Tabella 2.11: Limiti per la stabilità.

dove:

LP carico ammissibile;

PN carico primario ammissibile in condizioni normali in base alle normative prese a riferimento;

SL carico determinato attraverso l'analisi della stabilità effettuata tenendo anche conto delle irregolarità della geometria delle superfici e delle altre cause che possono avere influenza sulle condizioni di stabilità;

LE carico di collasso determinato sperimentalmente.

Limiti per la fatica

Deve essere verificato che il fattore cumulativo di danno connesso ai cicli di carico cui il componente potrà essere sottoposto durante la vita, valutato tenendo conto di tutte le condizioni operative e facendo riferimento alla ipotesi di Miner, risulti inferiore a 0.05 od a 0.33 di quello determinato, rispettivamente, mediante procedure analitiche o prove sperimentali.

2.5 Programma di Garanzia della Qualità (Quality Assurance)

Per rendere meglio comprensibile quanto riportato nel paragrafo "Classificazione per Categorie di Garanzia della Qualità" si ritiene opportuno fornire alcuni elementi conoscitivi relativamente alla Garanzia della Qualità stessa.

La complessità degli impianti nucleari e la necessità di assicurare un esercizio sicuro ed economico degli stessi, hanno richiesto la messa a punto di metodi di supervisione e controllo di tutte le attività svolte per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto.

Tale obbiettivo può essere raggiunto, non solo impiegando servizi e prodotti ad elevato livello tecnologico ed affidando lo svolgimento delle diverse attività (progettazione, fabbricazione,

costruzione, esercizio) ad Organizzazioni ed Imprese industriali qualificate, ma anche attuando nelle varie fasi realizzative, una "politica della qualità", intesa come un preciso impegno di tutte le Organizzazioni interessate a realizzare il prodotto o servizio nel modo richiesto ed a fornire la dimostrazione obbiettiva dei risultati ottenuti.

Il sistema operativo che a tal fine deve essere predisposto all'interno di ciascuna Organizzazione è stato indicato col nome di "Quality Assurance" o "Garanzia della Qualità".

La Garanzia della Qualità ha avuto la sua origine dalle tecniche USA alla fine degli anni '50 nel settore militare (Department of Defence MIL-Q-9858 1959) e, successivamente, nel settore navale e aerospaziale (AQAP 1 - "NATO Quality Control System Requirements for Industry" - 1968 e NASA, NHB 5300 4 (1B) - "Quality Program Provisions for Aeronautical and Space Systems Contractors" - 1969).

Nel 1969 è stata pubblicata l'Appendice B al 10 CFR 50 (riportata nel seguito) avente per titolo "Quality Criteria for Nuclear Power Plants" e la Division of Reactor Development and Technology dell'AEC ha emesso, nell'ambito del programma sui reattori veloci, lo standard RDT F2-2T "Quality Assurance Program Requirements".

Nel 1971 l'ANSI (American National Standard Institute) ha pubblicato lo standard N 45.2 "Quality Assurance program Requirements for Nuclear Power Plants" e, successivamente la serie di documenti ANSI 45.2 (1 ÷ 23), relativi ad aspetti particolari del programma generale di Quality Assurance.

Nel 1973 e 74 infine l'AEC ha raccolto i criteri, le raccomandazioni e le guide relativi alle attività di progettazione e approvvigionamento, costruzione ed esercizio, in tre reports denominati, rispettivamente, Grey, Green ed Orange Book dal colore della copertina.

L'ASME, nella nuova edizione della sezione III "Nuclear Power Plant Components" infine ha definito le linee fondamentali delle attività di Quality Assurance che devono essere svolte nella realizzazione dei componenti cui il codice fa riferimento.

Come precisato nell'Appendice B del 10 CFR 50 e nei documenti ANSI sopra citati, le attività di Garanzia della Qualità sono costituite da tutte quelle azioni sistematiche e pianificate necessarie a fornire adeguata garanzia che l'impianto e le sue parti abbiano un comportamento soddisfacente durante l'esercizio.

Tali azioni comprendono, per esempio: la predisposizione delle strutture organizzative; la pianificazione delle attività; l'addestramento del personale; la preparazione e la gestione della documentazione; il controllo della qualità; la individuazione delle non conformità e deviazioni e le conseguenti azioni correttive.

Il sistema di Garanzia della Qualità deve tenere sotto controllo tutte le attività volte ad ottenere la qualità dei prodotti o servizi e deve quindi essere applicato nelle varie fasi di: progettazione, approvvigionamenti, produzioni e lavorazioni, costruzioni e installazioni, prove, ispezioni ed esercizio.

Le Autorità di Sicurezza impongono la predisposizione e l'attuazione di un programma di garanzia della qualità (PGQ) a tutte le Organizzazioni che concorrono alla realizzazione dell'esercizio dell'impianto: il Richiedente o Titolare (ENEL per esempio); il Fornitore principale (per esempio, Bechtel, Gibbs and Hill, SAIGE ecc.) e tutti gli altri fornitori di parti o servizi (Ansaldo, ASGEN, Breda, Marelli, Tosi, ecc.).

Il Richiedente, in particolare, ha il compito di predisporre il programma generale di garanzia della qualità ed è responsabile della sua corretta applicazione.

Nel programma suindicato sono riportate le azioni che saranno svolte al fine di assicurare che l'impianto sia progettato e realizzato in modo da ottenere e mantenere i richiesti livelli di qualità dei

componenti, sistemi strutture e servizi rilevanti ai fini della sicurezza nucleare e della continuità di esercizio, con una chiara precisazione degli impegni assunti dalle Organizzazioni che concorrono alla realizzazione dell'impianto.

I piani di attuazione del programma di GQ, sono normalmente riportati nel dettaglio in altri documenti, il più significativo dei quali prende il nome di "Manuale di Garanzia della Qualità".

Il richiedente può delegare contrattualmente ad altre Organizzazioni il compito di definire ed attuare l'intero PGQ o parte di esso, prendendo però i necessari provvedimenti per accertare la corretta attuazione del programma medesimo.

I fornitori di prodotti o servizi contribuiscono alla garanzia dell'impianto, attuando programmi parziali di garanzia della qualità relativi alla specifica fornitura di loro competenza. Tali programmi costituiscono parte integrante del PGQ generale dell'impianto.

In ciascuna delle Organizzazioni sopra indicate deve essere individuata una posizione responsabile per lo svolgimento delle attività proprie della Garanzia della Qualità avente, in linea di massima, il compito di:

- individuare e fornire soluzioni per i problemi attinenti la qualità delle attività svolte dalla Organizzazione;
- predisporre e dare attuazione al Programma ed al Manuale di Garanzia della Qualità;
- procedere alla supervisione di tutte le attività attinenti la qualità, accertando e valutando sistematicamente l'adeguatezza del Programma predisposto e del relativo Manuale ed apportando modifiche ritenute necessarie;
- assistere le diverse unità operative cui sono affidati i compiti rilevanti per la qualità, nello svolgimento delle azioni previste nel PGQ e nel Manuale;
- documentare le azioni di propria competenza e riferire alla Direzione dell'Organizzazione sullo svolgimento e sull'adeguatezza del PQG stesso;
- effettuare la valutazione dei fornitori procedendo tra l'altro, all'esame e all'approvazione dei Programmi e dei Manuali di Garanzia della Qualità predisposti dai fornitori stessi;
- esercitare il controllo sullo svolgimento delle attività di GQ dei fornitori.

Tale posizione deve avere la necessaria indipendenza dalla "line", sufficiente autorità per poter efficacemente intervenire e diretta accessibilità ai livelli direttivi responsabili.

Nelle Figura 2.1 e Figura 2.2 sono riportati, a titolo di esempio, schemi di organizzazioni, accettabili dal punto di vista della garanzia della qualità, per un esercente ed un fornitore dell'isola nucleare.

I settori di attività cui è rivolto il PGQ sono sintetizzati nei 18 criteri dell'Appendice B al 10 CFR 50.

Documenti specifici relativi ai diversi settori sono stati emessi, come è stato detto, da altri Enti (ANSI, ecc.).

Non potendo esporre nei dettagli le attività che devono essere svolte nei diversi settori di intervento, si ritiene comunque utile indicare, a puro scopo esemplificativo, le principali attività di GQ relative alla fase di progettazione. A tale riguardo, l'Organizzazione interessata deve:

- predisporre un programma della progettazione nel quale siano definite in forma organica ed articolata le attività di progettazione che saranno svolte ed indicati i documenti che saranno elaborati nonché il tipo di esame previsto per tali documenti (piano di progettazione);
- predisporre idonee misure affinché siano chiaramente identificate e documentate le prescrizioni iniziali del progetto quali, ad esempio, i criteri base, le norme, gli standards, i codici adottati. Qualora i documenti tecnici cui fare riferimento siano mancanti o, comunque insufficienti, è

necessario che vengano documentati gli studi effettuati, le prove in appoggio svolte, i riferimenti ad altre soluzioni simili già collaudate e quanto altro possa servire a dimostrare la rispondenza delle soluzioni adottate alle specifiche richieste;

- predisporre mezzi idonei atti a garantire che le specifiche e le prescrizioni iniziali di progetto siano state correttamente trasferite nei documenti di progettazione (specifiche, disegni, ecc.) e ad accertare che tali documenti siano stati emessi, approvati ed archiviati come i documenti di qualità richiedono;
- definire le procedure che saranno seguite per il controllo e/o la verifica indipendente della progettazione, in relazione al livello di qualità, al grado di standardizzazione, alle conoscenze disponibili ed al fatto che la progettazione della parte (sistema, struttura, competente) all'esame sia supportata con prove di appoggio. L'esame suddetto può consistere in semplici controlli, effettuati nell'ambito della "line", tendenti a verificare che sono state rispettate le prescrizioni e le specifiche iniziali del progetto, che sono stati evidenziati i codici e le norme impiegate, che sono stati riportati correttamente i risultati ottenuti, ecc., oppure, può consistere in vere e proprie revisioni indipendenti, svolte da personale diverso da quello che ha eseguito la progettazione, utilizzando metodi di calcolo alternativi, eventualmente anche semplificati;
- definire i mezzi necessari per lo svolgimento dei controlli di interfaccia tra le diverse parti dell'impianto;
- stabilire le misure necessarie per accertare il corretto inserimento nei documenti di progettazione delle eventuali modifiche avvenute durante lo svolgimento del lavoro.

Come è stato precisato precedentemente, in molti paesi è emerso il convincimento delle opportunità di mettere in atto programmi di garanzia della qualità di livello diverso a seconda dell'importanza dell'attività svolta dal fornitore o del livello di qualità dei sistemi, delle componenti o dei servizi oggetto della fornitura.

Tale convincimento, pienamente giustificabile sul piano della logica, non deve però portare, sul piano operativo, a soluzioni che possano risultare non adeguatamente rispondenti ai fini che ci si propone di raggiungere con la adozione dei programmi di garanzia della qualità.

Riferimento: 10CFR50 Appendix B - Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plant and Fuel Reprocessing Plant

Definizione

La Garanzia della Qualità è rappresentata dall'insieme delle azioni sistematiche e pianificate atte a fornire adeguata garanzia che le strutture i sistemi, le strutture e le componenti avranno un comportamento soddisfacente durante l'esercizio

oppure:

atte a fornire adeguata garanzia che le attività svolte sono conformi alle specifiche richieste.

Azioni coinvolte:

1 - Organizzazione

2 - Programma di Garanzia della Qualità

3 - Controllo del progetto

4 - Controllo dei documenti di approvvigionamento

5 - Istruzioni, procedure e disegni

6 - Controllo dei documenti emessi

7 - Controllo dei materiali, parti e servizi approvvigionati

8 - Identificazione dei materiali, parti e componenti

9 - Controllo dei processi speciali

10 - Ispezione sulle attività

11 - Controllo delle prove

12 - Controllo delle apparecchiature di prova

13 - Manipolazione, immagazzinaggio e trasporto

14 - Stato operativo delle ispezioni e delle prove

15 - Parti non conformi

16 - Azioni correttive

17 - Predisposizione e mantenimento della documentazione

18 - Verifiche ispettive

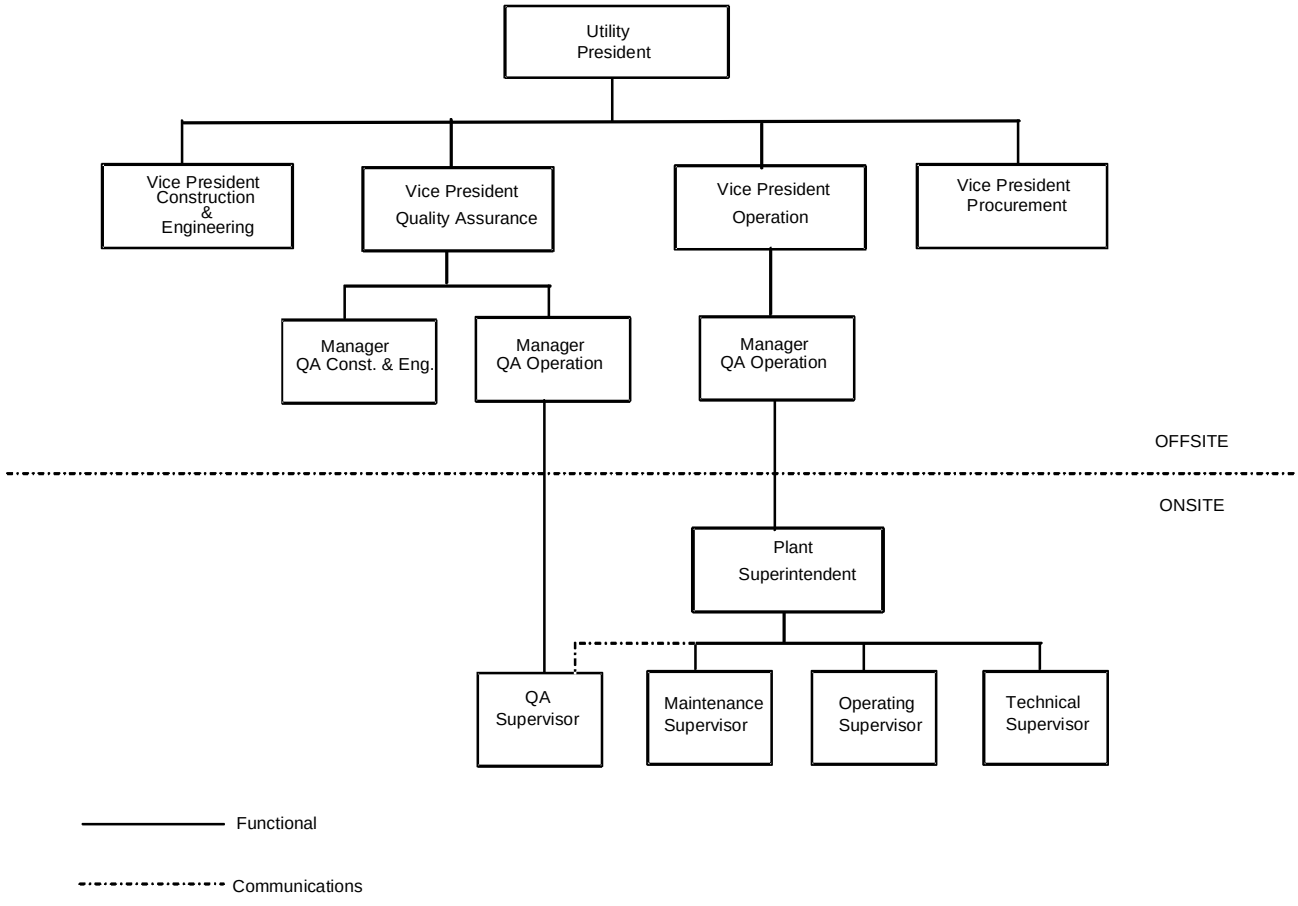


Figura 2.1: Esempio di organizzazione ritenuta accettabile ai fini GQ (dall'Orange Book relativo all'esercizio).

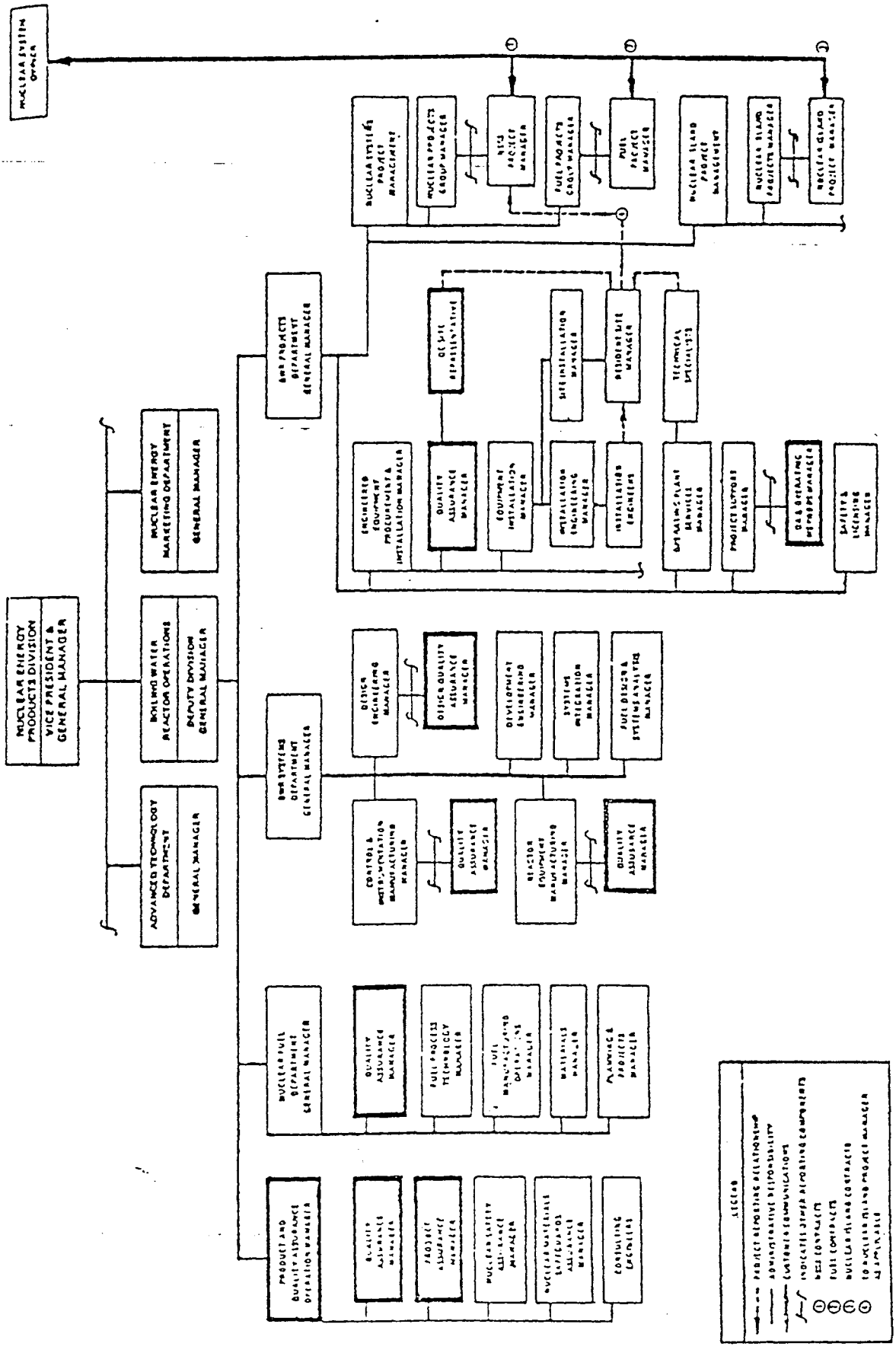


Figura 2.2: Organizzazione di un fornitore del Generatore Nucleare di Vapore (NEDO-11209-01).

2.6 Legislazione Concernente le Attività Nucleari

2.6.1 Principi Generali

L'Atomic Energy Act del 1954 dava ufficialmente inizio negli USA sul piano legislativo allo sviluppo dell'energia nucleare su scala commerciale. In Italia, nel 1962, la legge n. 1860 “Impiego Pacifico dell'Energia Nucleare” conteneva i provvedimenti per lo svolgimento delle attività connesse ad impieghi industriali e scientifici dell'atomo. In tali provvedimenti è messa in evidenza innanzi tutto la necessità che le attività di cui all'uso pacifico dell'energia nucleare tengano in massima considerazione la salute e la sicurezza dei lavoratori e della popolazione per i rischi che ne potrebbero derivare (“le attività che implicano la detenzione, l'immagazzinamento, la produzione, l'utilizzazione, la manipolazione, il trattazione e l'eliminazione di sostanze radioattive naturali o artificiali debbono essere compiute in modo da garantire nella maniera più efficace la sicurezza degli impianti e la protezione sanitaria dei lavoratori e della popolazione contro i pericoli delle radiazioni ionizzanti” Art. 1 del Decreto Applicativo della legge n. 1860, DPR 185 del 1964).

La responsabilità iniziale della sicurezza di un impianto nucleare è del proprietario dell'impianto stesso e futuro esercente (in Italia coincidente con l'ENEL). Questi, altrimenti detto esercente (Utility) o anche richiedente (negli USA “Applicant”) nel momento in cui richiede la licenza di costruzione (o di esercizio), ha l'obbligo di proteggere la salute e la sicurezza della popolazione nello stesso modo in cui produce energia in modo affidabile ed economico. Responsabilità indirette, per vari aspetti di sicurezza, sono assegnate, attraverso specifici compiti di progettazione, costruzione ed esercizio, ad altri attori. Infatti, tutte le organizzazioni coinvolte nella progettazione, costruzione ed esercizio dell'impianto, quali fornitori di NSSS, architetto, industriale, appaltatori in cantiere, subfornitori, etc., sono responsabili per gli aspetti relativi alla sicurezza loro assegnati.

Infine, l’Ente di controllo (NRC negli US) ha la responsabilità di controllare che quanto prescritto in materia di sicurezza sia soddisfatto dal Richiedente - Esercente e dagli altri responsabili di attività aventi rilevanza per gli aspetti di sicurezza.

Un impianto nucleare e le sue parti devono pertanto essere realizzate (progettate, fabbricate, costruite, provate, ecc.) tenendo nel dovuto conto le esigenze di sicurezza unicamente a quelle di un esercizio affidabile ed economico (Figura 2.3). A tale fine, le parti suddette, oltre ad essere correttamente proporzionate in relazione alle condizioni nelle quali saranno chiamate ad operare in esercizio, devono presentare adeguate caratteristiche per quanto riguarda, in primo luogo:

- affidabilità;
- capacità di essere sottoposte ad ispezioni e prove;
- possibilità di manutenzione e riparazione;
- economicità.

Il contemporaneo soddisfacimento del requisiti suddetti non è certamente facile a raggiungersi e, come in tutte le opere complesse dell'ingegneria, le soluzioni adottate derivano da processi di ottimizzazione condizionata di determinate grandezze, tra le quali, per esempio, il costo unitario dell'energia prodotta.

Nel caso specifico di un impianto nucleare il processo di ottimizzazione suddetto è prima di tutto condizionato all'ottenimento di livelli minimi di sicurezza che garantiscano il non superamento di rischi determinati per la popolazione e per i lavoratori professionalmente esposti. La determinazione del rischio ritenuto “accettabile” viene effettuata mediante una corretta applicazione di analisi rischi - benefici e facendo riferimento al noto principio “as low as is reasonably achievable” (vedi 50.34a del 10CFR50), in base al quale non si ritiene conveniente ridurre il livello di rischio al di sotto dei valori

per i quali a riduzioni modeste del rischio corrispondono valori estremamente elevati dei costi aggiuntivi. A monte del processo di ottimizzazione è quindi necessario stabilire adeguati criteri di sicurezza che consentano di determinare i requisiti cui devono soddisfare le diverse parti (sistemi, strutture e componenti) dell'impianto.

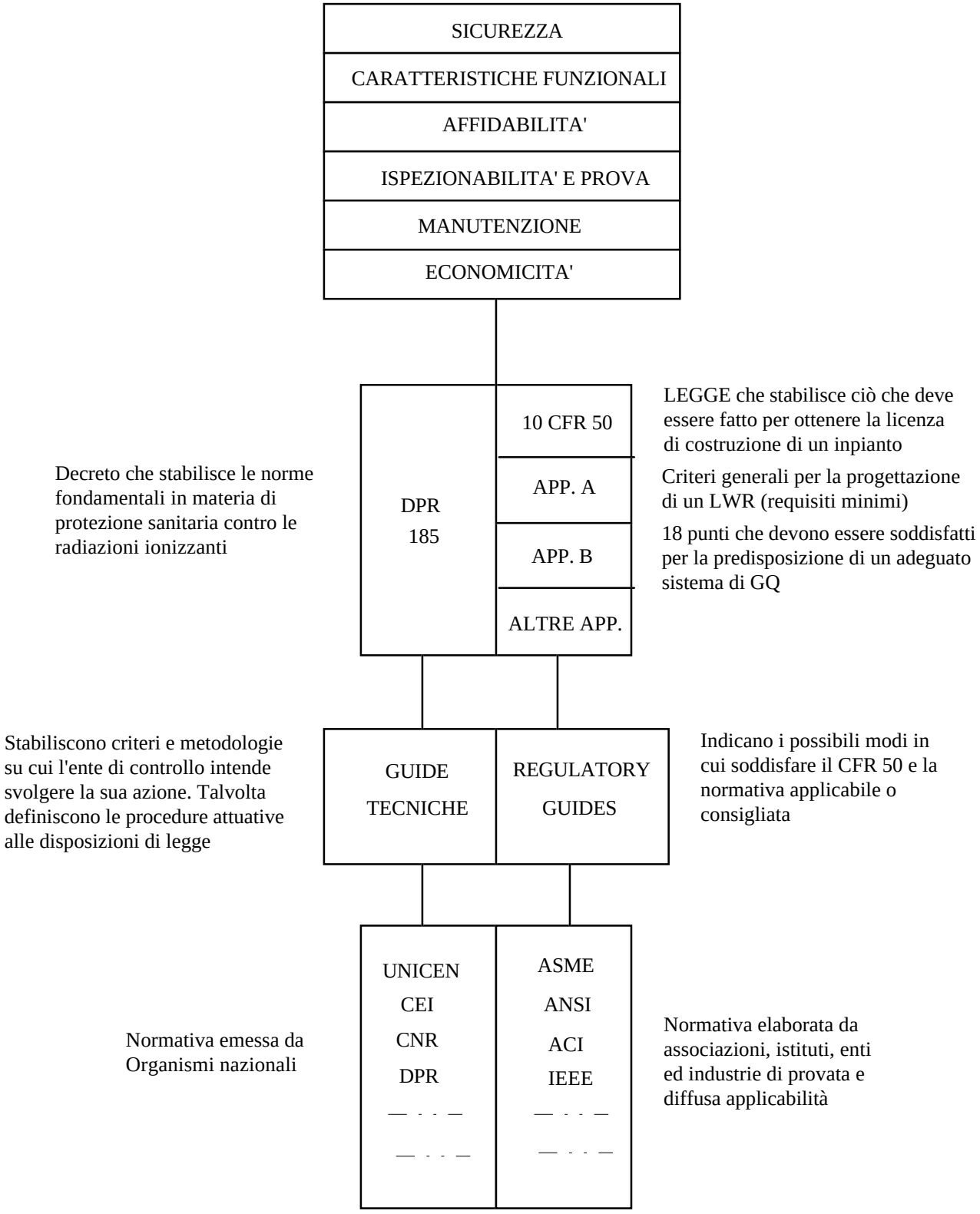

SICUREZZA
CARATTERISTICHE FUNZIONALI
AFFIDABILITA'
ISPEZIONABILITA' E PROVA
MANUTENZIONE
ECONOMICITA'
DPR 185
10 CFR 50
APP. A
APP. B
ALTRE APP.
LEGGE che stabilisce ciò che deve essere fatto per ottenere la licenza di costruzione di un inpianto
Criteri generali per la progettazione di un LWR (requisiti minimi)
18 punti che devono essere soddisfatti per la predisposizione di un adeguato sistema di GQ
Decreto che stabilisce le norme fondamentali in materia di protezione sanitaria contro le radiazioni ionizzanti
GUIDE TECNICHE
REGULATORY GUIDES
Stabiliscono criteri e metodologie su cui l'ente di controllo intende svolgere la sua azione. Talvolta definiscono le procedure attuative alle disposizioni di legge
Indicano i possibili modi in cui soddisfare il CFR 50 e la normativa applicabile o consigliata
UNICEN
CEI
CNR
DPR
ASME
ANSI
ACI
IEEE
Normativa emessa da Organismi nazionali
Normativa elaborata da associazioni, istituti, enti ed industrie di provata e diffusa applicabilità

Figura 2.3: Confronto delle normative di base per la progettazione di componenti, sistemi e strutture di impianti nucleari.

Senza entrare in dettaglio sul criteri specifici che sono stati sviluppati nel diversi Paesi, sarà sufficiente richiamare l'attenzione sul fatto che la maggior parte di questi, ed in particolare quelli elaborati negli USA per i reattori ad acqua leggera, sono basati sul concetto base della difesa in profondità o "Defense in Depth". Tale difesa viene attuata predisponendo successivi livelli di intervento.

Un primo livello consiste nel prevenire, nel limiti del possibile, l'insorgere di guasti e malfunzionamenti (progettazione per la massima sicurezza nel normale esercizio dell'impianto e per la massima tollerabilità di guasti e malfunzionamenti ed uso di soluzioni tecniche che favoriscano un esercizio sicuro enfatizzando la qualità, la ridondanza, l'ispezionabilità, le prove). Sono esempi di interventi di primo livello:

- predisposizione di una serie di "barriere" contro il rilascio e la dispersione incontrollata dei prodotti di fissione (uso di combustibile ad elevata capacità di ritenzione, impiego di materiali incamicianti con adeguata resistenza meccanica, predisposizione di un circuito refrigerante primario di elevate caratteristiche di contenimento, adozione di un sistema di contenimento);
- impiego di materiali. componenti e metodologie di provata validità e di livello di qualità proporzionato alla funzione di sicurezza e affidamento svolta;
- scelta di soluzioni che consentano la effettuazione di prove ed ispezioni ed ispezioni periodiche di tipo e frequenza proporzionate all'importanza delle funzioni e alle caratteristiche;
- adozione di soluzioni tecniche tendenti ad eliminare rischi indebiti al personale sia durante il normale esercizio che durante, le operazioni di manutenzione, prova ed ispezione;
- adozione di soluzioni tecniche, componenti e sistemi intrinsicamente tendenti alla sicurezza o "self-safe";
- esecuzione di complessi programmi di prove preoperazionali e di avviamento;
- adozione di un sistema "gestionale" della qualità che consenta di svolgere le varie attività di progettazione, costruzione, prova ed esercizio in modo pianificato e sistematico al fine di garantire che l'impianto e le sue parti forniscano le prestazioni richieste nelle varie condizioni operative previste (Programma di Garanzia della Qualità).

Un secondo livello di intervento consiste nel predisporre opportuni sistemi di sicurezza e di protezione atti a contenere in limiti accettabili i danni per il personale e per la popolazione, non solo in condizioni di normale funzionamento, ma anche a seguito di eventuali incidenti indotti da guasti o malfunzionamenti di componenti dell'impianto o da eventi naturali eccezionali. Le parti dell'impianto, compresi i sistemi di sicurezza e protezione, devono essere progettate e costruite in base a specifiche che derivano da una serie di possibili condizioni nelle quali l'impianto può trovarsi ad operare in seguito ad eventi interni ed esterni. I sistemi, i dispostivi e le apparecchiature predisposte a tale scopo sono detti Sistemi di Salvaguardia Ingegneristica (ESF).

Sono esempi di condizioni di impianto di origine interna quelle derivanti dalla perdita di funzionamento di una pompa, del distacco del carico elettrico da piccole perdite di refrigerante (condizioni cosiddette perturbate od "up-set") oppure quelle derivanti da un errore di estrazione di una barra di controllo o una grossa perdita di refrigerante (condizioni considerate "incidentali" o "emergency") sino a condizioni limite di riferimento quali quelle di una completa rottura di una tubazione di grosso diametro (LOCA, incidenti "faulted" o limite di riferimento). Sono esempi di condizioni di impianto di origine esterna quelle derivanti dall'accadimento di fenomeni naturali quali terremoti, allagamenti, trombe d'aria etc. Sono anche previste condizioni derivanti da opportune combinazioni di eventi esterni ed interni.

Un terzo livello di intervento consiste nell'eseguire dettagliate analisi quantitative del rischio connesso con l'esercizio degli impianti nucleari mediante individuazione di tutte le più significative

sequenze incidentali derivanti da malfunzionamenti di componenti o da errori umani che si ipotizza si verifichino nonostante l'intervento a livello preventivo (I livello) e protettivo (II livello). Nel caso che il rischio (conseguenze x probabilità) venga giudicato sproporzionato (vedi più avanti il principio "as law as is reasonably achievable") devono essere effettuati opportuni interventi sulla costruzione dell'impianto o sulle filosofie di intervento nell'esercizio.

I principi generali sopra esposti hanno guidato la formulazione di tutte le leggi, regolamenti e norme esistenti per la costruzione di un impianto nucleare e delle sue parti, e sono quindi alla base dell'attuale pratica industriale della tecnologia nucleare, principalmente per i LWR.

Le numerose prescrizioni contenute nelle norme citate e la complessità legata alle attività di costruzione di un impianto nucleare hanno richiesto un notevole sforzo ai vari enti coinvolti in tali attività. Le notevoli dimensioni e l'elevato costo di questi impianti e delle sue parti hanno reso possibile di entrare in tale campo solo a quelle aziende di notevole capacità nelle strutture organizzativi e nelle apparecchiatura necessarie per svolgere tali attività costruttive.

Le prescrizioni più stringenti per la predisposizione di un programma di GQ conforme alle leggi e normative hanno per esempio richiesto grosse modifiche a molte di tali aziende: è risultato spesso necessario sviluppare veri e propri Dipartimenti o Gruppi di GQ (si stima che per un appaltatore - costruttore siano necessari in cantiere almeno 25 ÷ 30 persone in più per il soddisfacimento delle prescrizioni di GQ richieste dal 10CFR50 App. B), riorganizzare i sistemi di raccolta e conservazione della documentazione, prevedere sistemi di addestramento e qualificazione dei personale, etc..

Più in generale tutte le attività legate alla realizzazione di un impianto nucleare dalla progettazione alla fabbricazione, costruzione e montaggio in cantiere, prove, etc., richiede per la quasi totalità delle parti costituenti l'impianto processi, personale e materiali al più alto livello della tecnologia esistente. Ne sono esempi le caratteristiche richieste alle componenti meccaniche costituenti il circuito in pressione del reattore, alla strumentazione di misura e controllo, alla componentistica dei circuiti primari, ausiliari e di emergenza, agli edifici (quasi tutti di caratteristiche antisismiche), le qualifiche richieste al personale addetto ai processi speciali o ai controlli, i complessi e sistematici programmi di prove di apparecchiatura, componenti, sistemi e dell'intero impianto in tutte le condizioni per esso previste, da quelle normali a quelle simulanti condizioni incidentali, etc.

In un tale contesto con così numerose prescrizioni da soddisfare, la presenza di leggi, norme e più in generale standard, se da un lato risulta necessario per garantire uno sviluppo industriale che sia insieme organico e rispettoso dell'ambiente, dall'altro consente una migliore e più coordinata acquisizione da parte dell'industria di una tecnologia così complessa e progredita.

2.6.2 Leggi, Regolamenti e Normativa USA

2.6.2.1 Introduzione

I principi di base di sicurezza, affidabilità, etc. per la realizzazione di un impianto nucleare o di una sua parte si sono concretizzati sul piano attuativo in una "normativa" che è costituita da disposizioni di legge, raccomandazioni, prescrizioni, guide, metodologie e pratiche industriali emesse da organismi pubblici o privati. Il caso degli USA è stato preso in considerazione poiché la tecnologia e la normativa degli impianti nucleari più diffuse (LWR) ha avuto origine principalmente in tale paese e la normativa (e la tecnologia) italiana ha quasi sempre fatto riferimento ad essa.

2.6.2.2 Ente di Controllo

La Nuclear Regulatory Commission (NRC) è l'ente responsabile delle attività di autorizzazione, controllo, regolamentazione per i materiali e le apparecchiatura nucleari e per le attività di ricerca in appoggio al processo autorizzativo (Atomic Energy Act 1954, Energy Reorganization 1974, Nuclear Non Proliferation Act 1978 e, indirettamente, National Environmental Policy Act 1969). Questa

responsabilità generale include quelle particolari di protezione della salute e sicurezza della popolazione, di salvaguardia dell'ambiente, di protezione degli impianti e dei materiali di interesse per la sicurezza (security) nazionale. Le funzioni sopra indicate sono espletate dal NRC attraverso:

- emissione di "standard" e regolamenti;
- effettuazione di riesami e studi tecnici;
- conduzione di pubbliche udienze;
- emissione di autorizzazioni, permessi e licenze;
- effettuazione di attività ispettive, di indagine e di emissione di prescrizioni (enforcement);
- valutazione dell'esperienza di esercizio;
- attività di ricerca di conferma di quanto assunto nel processo autorizzativo.

2.6.2.3 Altre Organizzazioni USA

Nel seguito vengono riportati alcuni cenni sulle principali organizzazioni pubbliche e private che negli USA emettono normative utilizzate per la progettazione, costruzione, prova ed esercizio degli impianti nucleari.

ANSI (American National Standard Institute)

Ente privato incaricato della emissione della normativa a carattere nazionale (American National Standard). La normativa così emessa viene classificata con sigle alfanumeriche del tipo ANSI N 16.1 19619. L'emissione della normativa viene effettuata, di massima, sotto la responsabilità dell'ente, dopo ampia collaborazione con gli utilizzatori (industriali e commerciali) e con tutti gli altri enti sia privati che pubblici compresi gli enti governativi (NRC, per esempio), che svolgono attività nel campo di interesse della normativa trattata.

ACI (American Concrete lnstitute)

Società tecnica formata da più di 10,000 membri (ingegneri, architetti docenti, rappresentanti di ditte appaltatrici civili, etc.) il cui compito principale è quello di migliorare le tecniche di progettazione, costruzione e manutenzione di prodotti e strutture in calcestruzzo. Emette documenti nell'ambito di "Journal of the ACI".

ANS (American Nuclear Society)

Associazione "no profit" fondata a scopo educativo e professionale a cui aderiscono oltre 5,000 aderenti (tecnici, scienziati, ingegneri, etc.). Il suo principale scopo è il progresso delle scienze e dell'ingegneria, il sostegno e integrazione delle discipline scientifiche, l'impulso alla ricerca e alla diffusione delle informazioni. La Società è diretta da un ufficio di Direzione e da un Comitato Esecutivo. Fra i suoi altri Comitati, il più importante è quello relativo alle norme (Standards Committee) che coordina e utilizza le attività degli altri comitati tecnici. Tale comitato si appoggia principalmente su numerosi sottocomitati che operano in vari settori in stretto collegamento (e dipendenza) con gli analoghi comitati ANSI. L'ANS pubblica "Nuclear News", "Nuclear Science and Engineering" e "Nuclear Technology".

API (American Petroleum Institute)

Fondato nel 1919 per sviluppare le ricerche fondamentali nel campo delle applicazioni del petrolio è costituito da oltre 10,000 membri provenienti dal settore (raffinerie, produttori, trasportatori e commercianti di prodotti del petrolio). Pubblica la rivista "Petroleum Today".

ASTM (American Society for Testing and Methods)

Fondato nel 1898 per promuovere e sviluppare le conoscenze nel campo dei materiali e delle tecniche di misura e prova, è costituito da ingegneri e tecnici in generale iscritti sia a titolo personale che come rappresentanti di industrie, istituti, agenzie, etc.. E' costituita da oltre 100 comitati che hanno sviluppato, sino al 70, oltre 3,000 "standards", raccomandazioni od altro nel campo dei metodi di prova. Pubblica "Index to Standards" ed "Book of Standard".

AWS (American Welding Society)

Organizzazione "no profit" per lo sviluppo delle conoscenze e delle ricerche nel campo delle saldature e dei relativi processi. E' costituita da oltre 20,000 membri con sezioni regionali in vari stati. I comitati tecnici dell'AWS predispongono norme, regolamenti, specifiche, raccomandazioni e documenti tecnici. Gli standard emanati sono divisi nelle categorie:

- "Welding Fundamental' (simboli, definizioni, prove, materiali di apporto e sicurezza;
- Welding Process (resistenza delle saldature, saldo brasature, brasature e saldature);
- "Inspection Applications of Welding" (problemi connessi con gli edifici, i ponti, le navi, i serbatoi, gli autoveicoli, le tubazioni ed i mezzi aerospaziali).

I comitati tecnici sono composti da un migliaio di esperti provenienti da vari campi (pubblici e privati).

AIF (Atomic Industrial Forum)

Associazione "no profít" costituita da membri ufficiali delegati da industrie, istituti di ricerca, laboratori e istituti professionali ed universitari, aventi come scopo lo sviluppo e l'utilizzazione dell'energia nucleare. E' costituita da membri provenienti da organizzazione degli USA e di altri paesi. L'AIF non pubblica norme ma promuove meeting, conferenze, pubblicando i relativi atti.

ASME (American Society of Mechanical Engineers)

Raggruppa una grande quantità di ingegneri riunita in associazione per sviluppare le ricerche e le norme relative al "pressure vessel" e più in generale alle componenti meccaniche in pressione. La Società pubblica direttamente, oltre alle proprie norme, una rivista.

IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineer)

Costituito nel 1963 dalla fusione dell'American Institute of Electrical Engineers (AIEE) e dell'Institute of Radio Engineers (IRE). Dell'IEEE fanno parte ingegneri e tecnici operanti nell'elettronica e elettrotecnica (oltre 100,000 membri) e moltissimi studenti. L'istituto tiene numerosi meetings e conferenze. Al suo interno operano oltre 100 comitati tecnici e gruppi tecnici i cui risultati (norme) sono pubblicati regolarmente.

2.6.3 Il Processo di Autorizzazione alla Costruzione e di Controllo Durante la Costruzione

Il processo di autorizzazione alla costruzione e le attività di costruzione stesse sono strettamente condizionate dalle norme e regolamenti emessi dal NRC. Essi non specificano come devono essere svolte le attività di progettazione o costruzione o prova ma indicano le modalità, gli obiettivi, che come minimo devono essere soddisfatti nello svolgimento di tali attività. Tali norme e regolamenti si sono sviluppati nel tempo come conseguenza dell'esperienza di costruzione e di esercizio e/o delle attività di ricerca e sviluppo.

Le norme e i regolamenti emessi dal NRC possono o essere obbligatori (hanno cioè carattere di legge, vedi per esempio il 10CFR50) o avere il carattere di consigli o di guida (vedi Regulatory Guide, SRP, etc.). Le disposizioni avente carattere di legge (Rules, Regulations) sono pubblicate, dopo un processo di preparazione e discussione lungo e complesso, al titolo 10 (Energia) capitolo I del "Code of Federal Regulations" (CFR) come stabilito dall'Atomic Energy Act del 1954 che assegna al NRC tale autorità. Le guide e le altre informazioni sono invece emesse direttamente dal NRC come pubblicazioni autonome.

Nel seguito vengono riportati cenni su alcune di tali norme, regolamenti e guide con particolare riferimento a quelle di interesse per la costruzione di un impianto e di una sua parte.

10CFR20: Standards[1] for Protection Against Radiation

La sezione del Codice indica i limiti ammessi per la popolazione e per il personale per i rilasci di radioattività durante l'esercizio normale od in seguito ad un incidente. Nella sezione 20 è esplicitamente espresso il principio che deve essere fatto ogni sforzo ragionevole al fine di mantenere. le esposizioni per radiazioni e i rilasci di materiale radioattivo negli effluenti (gassosi e liquidi) dall'impianto dentro limiti giudicati raggiungibili. Nell'App. D del 10CFR50 sono riportati anche alcuni suggerimenti che consentono di raggiungere tale scopo.

10CFR50: Licensing of Production and Utilization Facilities.

La sezione 50 contiene tutte le disposizioni relative alle attività di costruzione degli impianti nucleari di potenza. In particolare fornisce indicazioni relativamente alle modalità che devono essere seguite per l'ottenimento del permesso o licenza di costruzione e stabilisce quali sono le informazioni tecniche che devono essere fornite a tale scopo per i vari aspetti, dalla progettazione all'esercizio dell'impianto, dagli aspetti e procedure finanziarie, amministrative e legali sino a quelle antitrust.

Come già detto, nelle disposizioni aventi il carattere di legge come il 10CFR50, l'ente di controllo non specifica al Richiedente come l'impianto e le sue parti devono essere progettati e costruiti ma piuttosto quali caratteristiche (Technical Specifications) devono possedere per garantire un esercizio sicuro in condizioni di funzionamento normale ed incidentale. Il Richiedente non può iniziare in particolare alcune attività di costruzione[2] sul sito di un impianto (Par. 50.10 (b)) sino a che tali attività di autorizzazione non si sono concluse con il rilascio della licenza. Uno dei principali documenti che devono essere presentati per l'ottenimento della licenza è il Rapporto Preliminare di Sicurezza (PSAR, Preliminary Safety Analysis Report) di cui si daranno alcuni dettagli più avanti. Tale rapporto, presentato in forma preliminare all'inizio dell'attività di "licensing", dovrà essere ripresentato nella forma finale (tenente conto cioè di quanto si è venuto realizzando, modifiche comprese, durante la costruzione) al termine delle attività di costruzione per l'ottenimento del permesso di esercizio dell'impianto (FSAR, Final Safety Analysis Report). Al Richiedente è inoltre richiesto di soddisfare per gli effluenti radioattivi dall'impianto il principio "as low as praticable". In particolare devono essere specificati quali provvedimenti sono stati adottati per minimizzare le quantità di radioattività rilasciate, descrivendo le apparecchiatura e le procedure che si intendono utilizzare per il controllo e il trattamento degli effluenti.

[1] Nel 10 CFR per "standards" si intendono disposizioni tassative indicanti i limiti che non devono essere superati o metodologie che devono essere obbligatoriamente seguite.

[2] Il termine "construction" è usato nel 10 CFR 50 nel significato comprendente tutte le attività sul sito: "The term construction shall be deemed to include pouring the foundation for, or the installation of, any portion of the permanent facility on the site, but does not include: (1) site exploration, site excavation, preparation of the site for construction of roadways, railroad spurs and transmission lines; (2) procurement of manufacture components of the facility; and (3) construction of non-nuclear facilities (such as turbine buildings) and temporary buildings."

Altre sezioni del 10CFR50 forniscono invece dettagli di carattere più procedurale, sia sulle modalità di ottenimento della licenza, che su quelle di riesame da parte dei vari comitati del NRC, che sul pubblici dibattiti che devono essere tenuti in prossimità del sito prima dell'emissione dei permessi di costruzione e di esercizio.

Particolarmente interessante è poi la grande enfasi che il 10CFR50 dà alla parte normativa (Codes and Standards): "Structures, systems, and components shall be designed, fabricated, erected, constructed, tested, and inspected to quality standards commensurate with the importance of the safety function to be performed ...". Vengono esplicitamente richiamate per esempio le norme ASME, ANSI e ASTM ed altre analoghe per le parti in pressione del reattore, le IEEE per i sistemi di protezione, etc.

La parte 50 del 10 CFR inoltre subisce, con le modalità già dette, continue modifiche ed emendamenti al fine di inserire prescrizioni che si rendono necessarie per l'esperienza derivante dall'esercizio o dalla fase stessa di costruzione (autorizzazione compresa) degli impianti. Esempi sono l'introduzione di prescrizioni relative agli ECCS (vedi 50.46 "Acceptance criteria for Emergency Core Cooling System for Light Water Nuclear Power Reactors"), al piani di emergenza (vedi 50.47 "Emergency Plans"), a prescrizioni derivanti da innovazioni introdotte dall'ASME riportate nella sezione relativa a codici e standards (vedi 50.55a "Codes and Standards", paragrafo II, III, IV, etc.).

Il 10CFR50 contiene infine numerose appendici che forniscono dettagli sul principali punti che devono essere affrontati per l'ottenimento della licenza.

L'Appendice A fornisce un insieme di criteri generali per la progettazione (in senso lato) di un impianto nucleare di potenza ("General Design Criteria for Nuclear Power Plants"). I criteri contengono le prescrizioni che come "minimo" devono essere soddisfatte per un LWR di concezione ed ubicazione simile a quegli impianti per i quali è stata già concessa l'autorizzazione alla costruzione. Lo scopo dei criteri è quello di dare pratica applicazione al principi generali di sicurezza di cui si è accennato nel precedente paragrafo dalla prevenzione alla protezione nel confronto di malfunzionamenti ed incidenti. Esistono in particolare delle norme ANSI-ANS che dettagliano ulteriormente a livello industriale tali criteri per i due tipi di LWR più diffusi (l'ANSI-N-18.2 del 1973 ora sottoposta a revisione dal comitato ANSI - ANS 51.1 per i PWR e la norma ANSI-ANS 52.1 del 1979 per i BWR).

I criteri di Garanzia della Qualità che devono essere seguiti per l'ottenimento della licenza (vedi Parte 50.34 del 10CFR50) sono riportati in dettaglio nell'App. B "Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants and Fuel Reprocessing Plants". I criteri riguardano tutte le attività importanti per un funzionamento sicuro di sistemi, componenti e strutture: "these activities include designing, purchasing, fabricating, handling, shipping, storing, cleaning, erecting, installing, inspecting., testing, operating, maintaining, repairing, refueling and modifying". L'NRC considera il programma di QA di importanza vitale e critica per un esercizio sicuro di un Impianto nucleare e pertanto effettua i massimi controlli possibili sul Richiedenti e sui suoi fornitori per verificasse l'adeguatezza e la conformità ai criteri dell'App. B, sia prima dell'inizio delle attività di costruzione, che durante la costruzione stessa, che nel corso del l'esercizio.

L'Appendice D (Interim Statement of General Policy and Procedure: Implementation of the National Environmental Policy Act - 1969) fornisce indicazioni per la preparazione dell'ER, relativo all'analisi dell'impatto ambientale dell'impianto relativo sia alla fase di autorizzazione alla costruzione che di esercizio. L'Appendice D contiene inoltre un allegato relativo agli incidenti tipo che devono essere assunti in tale analisi.

L'Appendice E "Emergency Plans for Production and Utilization Facilities" delinea i piani che devono essere predisposti dal Richiedente al fine di far fronte, dal punto di vista della sicurezza e

della salute della popolazione, alle possibili situazioni incidentali che si possono verificare sia all'interno dell'area dell'impianto che all'esterno.

L'Appendice G "Fracture Toughness Requirements" specifica i requisiti minimi relativi alla tenacità di frattura per i materiali ferritici dei componenti in pressione del circuito primario dei LWR.

L'Appendice H "Reactor Vessel Material Surveillance Program Requirements" riporta, sempre nel campo principale del problema della frattura fragile dei materiali costituenti il vessel, le prescrizioni relative ad un programma di sorveglianza dei materiali ferritici costituenti il vessel al fine di seguire le variazioni delle caratteristiche meccaniche sotto irraggiamento neutronico nelle condizioni termiche per essi previste. Le prescrizioni relative ai campioni di materiale che devono essere introdotti nel vessel e le modalità di prova sono quelle specificate nell'App. G, rispondenti di massima alle norme ASTM, mentre nell'Appendice H sono specificate invece le prescrizioni relative a numero di campioni e alle sequenze di estrazione dal vessel.

10CFR100: Reactor Site Criteria

La sezione 100 contiene i criteri che devono essere usati nella scelta del sito. Gli elementi che devono essere presi in considerazione riguardano sia aspetti di "design" dell'impianto che le caratteristiche del sito. Il reattore deve essere progettato, costruito ed esercito in modo tale che la probabilità di rilascio accidentale di prodotti di fissione sia estremamente bassa. Inoltre la disposizione dell'impianto e le salvaguardie ingegneristiche di sicurezza devono garantire un basso rischio di esposizione per la popolazione anche nel caso improbabile di incidenti.

A tal fine, oltre alle caratteristiche intrinseche di progettazione ed esercizio dell'impianto, devono essere prese in considerazione la densità di popolazione e l'utilizzazione dell'ambiente circostante l'impianto, nonché le caratteristiche del sito stesso (geologia, sismologia. meteorologia, idrologia, etc.).

Regulatory Guides

Le Regulatory Guides sono emesse dall'Office of Standards Development della NRC al fine di descrivere e rendere disponibili al pubblico metodi ritenuti accettabili dal NRC Staff per l'applicazione delle prescrizioni contenute nelle leggi e regolamenti emessi dalla Commissione. Esse possono anche delineare tecniche usate dallo Staff NRC per valutare specifici problemi di sicurezza e individuare gli incidenti da esaminare o per fornire guide al Richiedente (Applicant - cioè, come detto, colui che per vari motivi e per varie competenze, si trova ad "applicare" le norme di legge e i relativi regolamenti per la costruzione degli impianti nucleari). Le Regulatory Guides sono emesse in 10 sezioni diverse di cui quella di maggiore interesse per gli impianti nucleari di potenza è la No. 1 (Power Reactors).

Standard Review Plans (SRP)

Gli SRP sono documenti preparati dal NRC come guida dell'Office of Nuclear Reactor Regulation, personale responsabile del riesame delle attività e dei documenti richiesti per l'autorizzazione alla costruzione di un impianto nucleare. Questi documento sono resi disponibili al pubblico come "policy" del NRC allo scopo di informare l'industria nucleare ed in generale la popolazione dei modi di procedere del NRC. Essi fanno riferimento esplicito allo "Standard Format" della RG 1.70 (vedi più avanti) e sono divisi pertanto in 17 sezioni corrispondenti al 17 capitoli del SAR (per esempio: SRP 17.1 corrispondente al capitolo 17.1 della parte QA per la progettazione e costruzione di un impianto; SRP 17.2 si riferisce alla parte 60 per l'esercizio; SRP 6.2.5 "Combustible Gas Carried in Containment"). Inoltre spesso essi hanno appendici di carattere tecnico-applicativo o descrittivo di codici o metodi di calcolo.

Preliminary Safety Analysis Report (PSAR)

Prima della concessione della licenza di costruzione il Richiedente deve predisporre e sottoporre all'approvazione del NRC il Rapporto Preliminare di Sicurezza (PSAR). Questo, redatto secondo i contenuti e il formato indicati in una apposita Guida emessa dal NRC (RG 1.70), deve contenere:

- la descrizione delle analisi ambientali effettuate prima dell'entrata in esercizio dell'impianto allo scopo di potere disporre i dati di riferimento (di avere cioè una "base") per valutare l'incremento di radioattività imputabile effettivamente all'esercizio dell'impianto;
- la descrizione dei principali sistemi costituenti l'impianto;
- la descrizione del sistema di contenimento adottato;
- la disposizione (lay-out) delle principali parti costituenti l'impianto in pianta e in elevazione, con indicazione di criteri base di progettazione, dei livelli di radioattività ammessi nei vari edifici, delle procedure previste per il controllo dell'esposizione del personale entro i limiti indicati da 10CFR20, etc.;
- le analisi di sicurezza: vengono esaminate dal punto di vista della sicurezza del personale e della popolazione una serie di possibili condizioni nelle quali si può venire a trovare l'impianto, da quelle normali di funzionamento a quelle estreme incidentali.

Alcune di tali condizioni, diverse secondo il tipo di impianto, costituiscono un insieme di condizioni base di riferimento (Design Basis) per le analisi di progetto. Un insieme base di progetto per un BWR è, per esempio, il seguente:

- rottura istantanea a ghigliottina di un tubo di ricircolazione dell'acqua del reattore (LOCA);
- rottura istantanea a ghigliottina di un tubo principale di vapore (SLBA).

Gli incidenti diversi da quelli presi come base di progetto nello PSAR possono ugualmente avere conseguenze rilevanti per l'ambiente seppure non estreme e pertanto sono considerati nell'analisi ambientale contenuta nell'ER (Environmental Report) ed insieme ad una valutazione realistica della loro probabilità o frequenza (valutazione non effettuata in sede di PSAR) permettono di effettuare le analisi rischi - benefici richieste. L'insieme di condizioni incidentali base di progetto ha principalmente lo scopo di consentire di stabilire le prestazioni richieste alle salvaguardie ingegneristiche predisposte (vedi livelli di Sicurezza) per la protezione della salute e della sicurezza della popolazione. Sono definite infatti ESF quei dispositivi e quelle caratteristiche di progetto previste per prevenire, limitare o mitigare le conseguenze degli incidenti ipotizzati e descritti nello PSAR. Sono esempi di ESF, per i LWR, i sistemi di arresto rapido del reattore, il sistema di contenimento, di alimentazione elettrica di emergenza, di filtrazione e spruzzamento dell'atmosfera del contenimento, di controllo e ricombinazione dell'idrogeno, di refrigerazione d'emergenza del reattore (ECCS), etc.

Il rapporto preliminare di sicurezza è esaminato dal NRC a fronte di una guida appositamente emessa e con le modalità indicate negli SRP.

Environmental Report (ER)

Il Rapporto di Analisi Ambientale (ER), che deve essere presentato al NRC per l'approvazione parallelamente allo PSAR, deve dimostrare attraverso un'analisi costi - benefici che il Richiedente, per impianto proposto per la licenza, ha fatto quanto possibile perché i benefici superino ampiamente i costi complessivi, includendo in questi anche i costi conseguenti ai rischi o danni eventuali, opportunamente quantificati. L'ER deve trattare almeno i seguenti argomenti:

- caratteristiche del reattore e del sito;
- necessità di energia nella regione ove è situato l'impianto;

- gli effetti ambientali delle attività di preparazione del sito e di costruzione dell'impianto e delle relative apparecchiatura di trasmissione dell'energia;
- gli effetti ambientali dell'esercizio dell'impianto;
- le attività previste di misura e monitoraggio degli effluenti e dell'ambiente;
- gli effetti ambientali di incidenti;
- l'effetto globale economico e sociale della costruzione ed esercizio dell'impianto;
- le fonti di energia alternativa;
- le possibili alternative tecniche nelle scelte progettuali relative all'impianto.

Attività di Ispezione e Controllo del NRC

L'attività di Ispezione e Controllo del NRC consiste essenzialmente nell'accertare che un impianto nucleare sia costruito ed esercito in accordo con le prescrizioni di legge e con quanto imposto in sede di licenza, nel fare osservare tali prescrizioni e nel valutare l'esperienza di costruzione ed esercizio per riesaminare ed eventualmente modificare leggi, regolamenti, guide e standards. Il programma di ispezioni attuato dal NRC è sistematico e completo e comporta interventi da parte degli ispettori NRC in tutte le fasi di costruzione ed in fase di esercizio per tutta la vita dell'impianto. Le ispezioni non sollevano le responsabilità del Richiedente e degli altri attori coinvolti ma sono rivolte ad ottenere adeguata garanzia che tali responsabilità sono effettivamente esercitate e che sono presi i necessari provvedimenti per tutte le azioni correttive che possono essersi rese necessarie.

Prima dell'inizio dell'attività di costruzione, tali ispezioni consistono essenzialmente in audits (o verifiche ispettive) sulle attività di progettazione ed approvvigionamento del programma di QA del Richiedente e del suoi principali fornitori. Eventuali non conformità devono essere corrette prima dell'emissione del permesso di costruzione.

Durante la fase di costruzione NRC svolge “audits” sulle officine dei principali fornitori sulla base del principio delle fasi vincolanti mentre, in cantiere, ispettori residenti verificano la rispondenza delle principali componenti (su base campionaria) alle restrizioni contenute nelle specifiche. In cantiere inoltre gli ispettori controllano le principali attività di costruzione ed in particolare l'esecuzione dei processi speciali, i montaggi delle apparecchiatura più complesse, della strumentazione di controllo e misura e riesaminano i risultati delle prove per verificare che le prescrizioni NRC sono state rispettate. In ogni caso, continuano ad essere eseguiti “audits” su tutto il programma di QA del Richiedente e dei suoi fornitori per verificarne l'adeguatezza e l’attuazione.

Infine durante le prove pre-operazionali e di avviamento (i cui scopi principali sono di dimostrare l'adeguatezza del progetto, la rispondenza della costruzione ad esso ed alle prescrizioni di sicurezza e di addestrare il gruppo di esercizio, vedi RG 1.68) le ispezioni frequenti, unite all'esame ed approvazione dei programmi e delle procedure di prova ed all'approvazione dei risultati (almeno per le parti rilevanti per la sicurezza), consentono al NRC di raggiungere un’adeguata confidenza che strutture, sistemi e componenti svolgano le funzioni per essi previste durante l'esercizio dell'impianto.

2.6.4 Nuovi Aspetti del Processo di Autorizzazione e di Controllo

Nei paragrafi precedenti sono stati illustrati i diversi aspetti del processo autorizzativo e della relativa normativa vigente per gli impianti nucleari negli Stati Uniti, aspetti che sono di responsabilità legale della Nuclear Regulatory Commission. Consistentemente con la necessità primaria di assicurare un elevato livello di sicurezza, le procedure richieste da questo processo autorizzativo sono risultate eccessivamente penalizzanti temporalmente, anche per la grande quantità di documentazione necessaria.

Nel passato inoltre erano richiesti due livelli di approvazione, il primo per l'ottenimento del permesso di costruzione ed il secondo, dopo la costruzione dell'impianto, per l'ottenimento della licenza di esercizio. Da quando è stata inoltre prevista la possibilità di "udienze" pubbliche a ciascun stadio del processo autorizzativo, ciò ha permesso a vari gruppi contrari all'utilizzo dell'energia nucleare, per ragioni filosofiche o di altro tipo, di ostacolare il processo autorizzativo stesso, causando costantemente lunghi ritardi. Questi ritardi, particolarmente dopo il termine della costruzione dell'impianto, gravano pesantemente sull'impegno finanziario necessario da parte del costruttore e/o dell'esercente. Un'ulteriore complicazione emerge inoltre negli Stati Uniti dalla necessità di soddisfare requisiti addizionali a livello di singolo Stato. Ad esempio, come risultato delle obbiezioni dell'Autorità dello Stato di New York relative al piano di emergenza, la centrale BWR da 800. MWe di Shoreham è stata smantellata nel 1992 senza mai essere entrata in esercizio.

Questa situazione ha scoraggiato gli investimenti in nuove centrali nucleari, essendo l'instaurarsi di un scenario autorizzativo stabile una condizione essenziale prima dell'ordine di un nuovo impianto. Era quindi presente, sin dalla fine degli anni '80, un generale consenso sulla necessità di riforme nelle procedure autorizzative. Nel 1989 la NRC ha emesso la nuova norma di riferimento (10CFR52) che contempla tre punti innovativi fondamentali:

- la certificazione di progetti standardizzati di impianto;
- il rilascio anticipato di permessi relativi al sito;
- il rilascio di una licenza combinata di costruzione e di esercizio.

Inoltre, per evitare l'insorgere di ritardi all'esercizio, al termine della fase di costruzione dell'impianto, le procedure autorizzative sono state ulteriormente modificate e chiarite nel 1992, prevedendo un serie di "udienze" di revisione informali, dopo la costruzione, limitate ai quei punti di non-conformità rispetto alla licenza combinata precedentemente approvata.

Nel seguito verranno descritti i punti essenziali delle nuove procedure autorizzative che hanno lo scopo di favorire gli investimenti economici, mantenendo tuttavia lo stringente requisito di assicurare la sicurezza e la salute delle popolazione.

2.6.4.1 Standardized Design Certification

Questa parte del 10CFR52 si riferisce in particolare ad impianti di tipo "evolutionary" od "advanced", in quanto attualmente, negli Stati Uniti, non è prevista la costruzione di nessuna nuova centrale appartenente alle attuali filiere di tipo commerciale. Essendo la standardizzazione una delle maggiori caratteristiche di tutti gli impianti nucleari di nuova concezione, è sicuramente più pratico e facilmente attuabile certificare un progetto di impianto "standard", basato su un rapporto di sicurezza onnicomprensivo. La quantità di informazioni richiesta a questo fine, compresa una descrizione completa dell'impianto, è notevole ed è normalmente contenuta in svariati volumi; essa può essere paragonata a quella necessaria per un Rapporto Finale di Sicurezza, che doveva essere presentato per la richiesta della licenza di esercizio. Le analisi di sicurezza da presentare devono descrivere la risposta del sistema ad un vasto spettro di situazioni incidentali. Devono essere inoltre forniti i programmi previsti per le prove e le specifiche tecniche riportanti i limiti imposti relativamente a tutte le variabili di processo; in particolare, devono essere specificati i fattori di picco nel nocciolo così come determinati in base ai criteri di refrigerazione di emergenza.

La revisione, da parte dello staff NRC, della richiesta di certificazione di un progetto standard è un processo molto lento che normalmente include numerose richieste, al richiedente la certificazione, di informazioni aggiuntive da parte dello staff. Potrebbe quindi risultare necessario, per rispondere a determinati requisiti, emendare la richiesta iniziale. In aggiunta, la richiesta di certificazione del progetto viene valutata anche dall'Advisory Committee on Reactor Safety (ACRS), un organo statutario formato da un massimo di 15 specialisti in aree di interesse della sicurezza dei reattori

(fisica del reattore, scienza dei materiali, ecc.). Al termine, dopo la raccomandazione dell'approvazione, deve essere tenuta una pubblica "udienza"; nel passato l'Atomic Safety and Licensing Board è stato specificamente convocato per questo scopo.

2.6.4.2 Early Site Permit

Le problematiche relative alla scelta del sito sono valutate separatamente dalle problematiche di impianto e la documentazione richiesta include argomenti come, p.e., la descrizione della sismologia del sito proposto. Un Environmental Report copre tutti gli aspetti degli effetti causati dall'impianto sul sito. In aggiunta agli effetti termici e radiologici durante il normale funzionamento dell'impianto, devono essere considerati anche gli effetti sull'ambiente, dovuti ad uno spettro di incidenti postulati. Devono inoltre essere condotte analisi degli effetti economici e sociali risultanti, cosi come l'analisi costi - benefici dell'impianto, e descritto il piano di emergenza.

In particolare devono essere accolte le richieste ed i requisiti dell'Environmental Protection Agency (EPA) e della Federal Emergency Management Agency (FEMA) che si applicano allo specifico sito. A questo proposito è in corso un'attività specifica per minimizzare l'impatto sull'industria nucleare legato alle sovrapposizioni delle responsabilità legislative dei diversi enti federali (NRC, EPA e FEMA) e delle agenzie di sicurezza e di protezione ambientale dei singoli stati.

In ogni caso, dopo l'approvazione provvisoria del permesso relativo al sito, è condotta una pubblica udienza ("hearing") per accogliere eventuali input addizionali. Dopo la risoluzione di tutti gli aspetti sollevati nel corso del procedimento, viene rilasciato il cosiddetto permesso anticipato relativo al sito.

2.6.4.3 Combined Construction and Operating License

Dopo l'emissione di un ordine, relativo ad un impianto di tipo certificato da localizzarsi su di un sito approvato, deve essere sottoposta all'ente di controllo la richiesta di una licenza combinata di costruzione e di esercizio (COL). Esiste quindi ancora un'opportunità per valutare tutti i restanti punti in discussione per la sicurezza, inclusi quelli che potrebbero emergere nel corso di una nuova "udienza" pubblica condotta a questo stadio del processo autorizzativo. Dopo il rilascio della licenza combinata, la costruzione dell'impianto potrà essere iniziata.

Un rilevante timore da parte del futuro proprietario della centrale è il ruolo e l'influenza che una qualsiasi "udienza" pubblica successiva alla costruzione potrà avere sui tempi di avvio dell'impianto. Obiettivo comune NRC e del futuro proprietario/esercente è di evitare qualsiasi ritardo non-realistico nell'avvio dell'impianto, dopo i sostanziali investimenti economici fatti nella fase di costruzione. Per questa ragione è prevista, in questa fase finale, soltanto un "udienza" informale, limitata a verificare se l'impianto è stato costruito e verrà operato in conformità con la licenza combinata già emessa. Quindi, a meno che la NRC non evidenzi una non adeguata protezione per la sicurezza e la salute pubblica, l'impianto potrà diventare operativo, con il limite che non-conformità di minore importanza potranno essere risolte nel seguito.

Durante l'esercizio dell'impianto, la NRC continua a svolgere un ruolo fondamentale di controllo. Anche questi compiti di Inspection, Tests, Analysis and Acceptance Criteria (ITAAC) sono specificati all'interno del 10CFR52 "to provide assurance that the plant will operate in accordance with the design certification".

2.6.5 Nuclear Reactor Licensing Process in the USA

The NRC)is responsible for, among other things, regulating the licensing and operation of a NPP. In the past, NPPs were licensed under a two-step licensing process set forth in the 10 CFR Part 50. This process requires both a "construction permit" and an "operating license". The new 10 CFR Part 52 provides several alternative licensing processes. One of these is a "combined license" that

combines a “construction permit” and an “operating license” with conditions into one license. In either process, before a NPP can be built and operated, approval must be obtained from the NRC.

In order to receive the NRC approval to construct or operate a NPP, an applicant must submit a Safety Analysis Report (SAR). The SAR presents the design criteria and design information for the proposed reactor and comprehensive data on the proposed site. The SAR also discusses various hypothetical accident situations and the safety features which are provided to prevent accidents or, if they should occur, to mitigate their effects on both the public and the facility's employees. In addition, the application must contain a comprehensive Environmental Report providing a basis for the evaluation of the environmental impact of the proposed plant. Further, information must be submitted for use in reviews of the antitrust aspects of the proposed plant.

When an application to construct a NPP is received, it is first subjected to an acceptance review by the NRC staff to determine whether it contains sufficient information to satisfy the Commission requirements for a detailed review. After the application is accepted for review, the NRC staff holds a general introductory meeting in the area of the proposed site in order to familiarize the public with the safety and environmental aspects of the proposed application, including the planned location and type of plant, the regulatory process and the provisions for public participation in the licensing process. Numerous public meetings of this type are held during the course of the reactor licensing process. Another public convenience is that all documents and correspondence related to the application are placed in the NRC Public Document Rooms (PDRs). One of these PDRs is located near the NPP. Also, a press release announcing receipt of the application is issued by the NRC and copies are sent to Federal, State and local officials and a notice of the receipt of the application is published in the Federal Register and in a local newspaper.

The NRC staff reviews the application to determine whether the plant design meets the Commission's regulations (10 CFR Parts 20, 50, 73 and 100). The NRC staff's review includes, in part:

- the characteristics of the site, including surrounding population, seismology, meteorology, geology and hydrology;
- the nuclear plant design;
- the anticipated response of the plant to postulated accidents;
- the plant operations including the applicant's technical qualifications to operate the plant;
- radiological effluents;
- emergency planning.

When the staff completes its review and evaluation, a Safety Evaluation Report is prepared. This report contains a summary of the staff's review relative to the anticipated effect of the proposed facility on public health and safety.

The Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS), an independent statutory committee established to provide advice to the NRC on reactor safety, reviews each application to construct or operate a NPP. The ACRS is kept informed of the review process. The ACRS review begins early in the licensing process, selecting appropriate stages in the review to begin a series of meetings with the applicant and the NRC staff. When the Committee has completed its review, its report is submitted to the Commission by a letter to the Chairman of the NRC.

Also, an environment review is performed by the NRC staff in accordance with the National Environmental Policy Act (NEPA) to evaluate the potential environmental impacts and benefits of the proposed plant. After completion of this review, a Draft Environmental Statement is issued for comment by the appropriate Federal, State and local agencies as well as by the public. Then a Final Environmental Statement (FES) is issued and made public. All comments that are received are addressed in the FES.

The law requires that a public hearing be held before a construction permit or a combined license may be issued for a NPP. The public hearing is conducted by a three-member Atomic Safety and Licensing Board. The board is composed of one lawyer, who acts as chairperson, and two technically qualified persons. Members of the public may submit written or oral statements to the licensing board to be entered into the hearing record or they may petition for leave to intervene as full parties in the hearing.

The NRC may authorize a limited amount of work to be carried out on site prior to the issuance of a "construction permit" or a "combined license". This authorization is known as a Limited Work Authorization (LWA). An LWA may be granted only after the licensing board has made all of the NEPA findings required by the Commission's regulations for authorizing construction and has determined that there is reasonable assurance that the proposed site is a suitable location, from a radiological health and safety standpoint, for a NPP of the general size and type proposed.

At some point after a construction permit is issued under the 10 CFR Part 50, the applicant must, if not part of the original application, submit the Final Safety Analysis Report (FSAR) in support of an application for an operating license. The FSAR sets forth the details on the final design of the facility. The FSAR also provides plans for operation and procedures for coping with emergencies. Again the staff makes a detailed review of the information. Amendments to the application and reports may be submitted from time to time. The staff prepares a Final Safety Evaluation Report for the operating license and, as during the construction permit stage, the ACRS makes an independent evaluation and presents its advice to the Commission. A public hearing is not mandatory or automatic with respect to the operating license application under the 10 CFR Part 50. However, soon after acceptance for review of the operating license application, the Commission publishes notice that it is considering issuance of the license. The notice provides that any person whose interest might be affected by the proceeding may petition the NRC for a hearing. If a public hearing is held, the same decision process described for the construction permit hearing is applicable.

A "combined license", issued under Subpart C of the 10 CFR Part 52, authorizes construction of the facility in a manner similar to a "construction permit" under the 10 CFR Part 50. However, the "combined license" will specify the inspections, tests and analyses that the licensee shall perform and the acceptance criteria that, if met, are necessary and sufficient to provide a reasonable assurance that the facility has been constructed and will be operated in conformity with the license and the applicable regulations. After issuance of a "combined license", the Commission will verify that the required inspections, tests and analyses were performed and, prior to operation of the facility, find that the acceptance criteria were met. At periodic intervals during construction, the NRC staff will publish notices of the successful completion of inspections, test and analyses in the Federal Register. Then, not less than 180 days before the date scheduled for initial loading of fuel, a notice of intended operation of the facility shall be published in the Federal Register. An opportunity for hearing exists following construction, but petitions for a hearing will only be considered if the petitioner demonstrates that the acceptance criteria have not been met. Before the plant can operate, the Commission shall determine that the acceptance criteria were met.

In both licensing processes (10 CFR Part 50 and Part 52) the NRC maintains surveillance over the construction and operation of a facility throughout its lifetime, to assure compliance with the Commission's regulations for the protection of public health and safety and the environment.

The licensing process under 10 CFR Part 52 also provides for "Early Site Permits" (Subpart A), "Standard Design Certifications" (Subpart B), and "Standard Design Approvals" (Appendix O).

An "Early Site Permit" provides for resolution of site safety, environmental protection and emergency preparedness issues, independent of a specific nuclear plant review. This "early site permit" application must address the safety and environmental characteristics of the site and evaluate potential physical impediments to the development of an emergency plan. The staff's findings on site

safety characteristics and emergency planning are documented in an SER and on environmental protection issues in Draft and Final Environmental Statements. The "early site permit" also has provisions for an LWA to perform non-safety site preparation activities, subject to redress, in advance of issuance of a "combined license". After the NRC staff and the ACRS completes its safety review, the NRC will issue a Federal Register notice for a mandatory public hearing. The "early site permit" is valid for no less than 10 nor more than 20 years and can be renewed for 10 to 20 years.

A "standard plant design" may be certified and approved by the NRC through a rulemaking, independent of a specific site. This "Standard Design Certification" is valid for 15 years. The issues that are resolved in a "Standard design certification" have a more restrictive backfit requirement than issues that are resolved under other licenses. That is, a certified design cannot be modified by the NRC unless the modification is necessary to meet the applicable regulations, in effect at the time of the design certification, or to assure adequate protection of the public health and safety. An application for a "combined license" under the 10 CFR Part 52 can incorporate by reference a "design certification" and/or an "early site permit". The advantage of this approach is that the issues resolved by the design certification rulemaking process and those resolved during the early site permit hearing process are precluded from reconsideration at the combined license stage.

2.7 CFR Title 10 Part 50 App. A - General Design Criteria for Nuclear Power Plants

INTRODUCTION

Pursuant to the provisions of Sec. 50.34, an application for a construction permit must include the principal design criteria for a proposed facility. The principal design criteria establish the necessary design, fabrication, construction, testing, and performance requirements for structures, systems, and components important to safety; that is, structures, systems, and components that provide reasonable assurance that the facility can be operated without undue risk to the health and safety of the public.

These General Design Criteria establish minimum requirements for the principal design criteria for water-cooled nuclear power plants similar in design and location to plants for which construction permits have been issued by the Commission. The General Design Criteria are also considered to be generally applicable to other types of nuclear power units and are intended to provide guidance in establishing the principal design criteria for such other units.

The development of these General Design Criteria is not yet complete. For example, some of the definitions need further amplification. Also, some of the specific design requirements for structures, systems, and components important to safety have not as yet been suitably defined. Their omission does not relieve any applicant from considering these matters in the design of a specific facility and satisfying the necessary safety requirements. These matters include:

(1) Consideration of the need to design against single failures of passive components in fluid systems important to safety. (See Definition of Single Failure.)

(2) Consideration of redundancy and diversity requirements for fluid systems important to safety. A 'system' could consist of a number of subsystems each of which is separately capable of performing the specified system safety function. The minimum acceptable redundancy and diversity of subsystems and components within a subsystem, and the required interconnection and independence of the subsystems have not yet been developed or defined. (See Criteria 34, 35, 38, 41, and 44.)

(3) Consideration of the type, size, and orientation of possible breaks in components of the reactor coolant pressure boundary in determining design requirements to suitably protect against postulated loss-of-coolant accidents. (See Definition of Loss of Coolant Accidents.)

(4) Consideration of the possibility of systematic, non random, concurrent failures of redundant elements in the design of protection systems and reactivity control systems. (See Criteria 22, 24, 26, and 29.)

It is expected that the criteria will be augmented and changed from time to time as important new requirements for these and other features are developed.

There will be some water-cooled nuclear power plants for which the General Design Criteria are not sufficient and for which additional criteria must be identified and satisfied in the interest of public safety. In particular, it is expected that additional or different criteria will be needed to take into account unusual sites and environmental conditions, and for water-cooled nuclear power units of advanced design. Also, there may be water-cooled nuclear power units for which fulfillment of some of the General Design Criteria may not be necessary or appropriate. For plants such as these, departures from the General Design Criteria must be identified and justified.

DEFINITIONS AND EXPLANATIONS

Nuclear power unit.

A nuclear power unit means a nuclear power reactor and associated equipment necessary for electric power generation and includes those structures, systems, and components required to provide reasonable assurance the facility can be operated without undue risk to the health and safety of the public.

Loss of coolant accidents.

Loss of coolant accidents mean those postulated accidents that result from the loss of reactor coolant at a rate in excess of the capability of the reactor coolant makeup system from breaks in the reactor coolant pressure boundary, up to and including a break equivalent in size to the double-ended rupture of the largest pipe of the reactor coolant system[3].

Single failure.

A single failure means an occurrence which results in the loss of capability of a component to perform its intended safety functions. Multiple failures resulting from a single occurrence are considered to be a single failure. Fluid and electric systems are considered to be designed against an assumed single failure if neither (1) a single failure of any active component (assuming passive components function properly) nor (2) a single failure of a passive component (assuming active components function properly), results in a loss of the capability of the system to perform its safety functions[4].

Anticipated operational occurrences.

Anticipated operational occurrences mean those conditions of normal operation which are expected to occur one or more times during the life of the nuclear power unit and include but are not limited to loss of power to all recirculation pumps, tripping of the turbine generator set, isolation of the main condenser, and loss of all offsite power.

CRITERIA

I. OVERALL REQUIREMENTS

Criterion 1 - Quality standards and records.

Structures, systems, and components important to safety shall be designed, fabricated, erected, and tested to quality standards commensurate with the importance of the safety functions to be performed. Where generally recognized codes and standards are used, they shall be identified and evaluated to determine their applicability, adequacy, and sufficiency and shall be supplemented or modified as necessary to assure a quality product in keeping with the required safety function. A quality assurance program shall be established and implemented in order to provide adequate assurance that these structures, systems, and components will satisfactorily perform their safety functions. Appropriate records of the design, fabrication, erection, and testing of structures, systems, and components important to safety shall be maintained by or under the control of the nuclear power unit licensee throughout the life of the unit.

Criterion 2 - Design bases for protection against natural phenomena.

Structures, systems, and components important to safety shall be designed to withstand the effects of natural phenomena such as earthquakes, tornadoes, hurricanes, floods, tsunami, and seiches without loss of capability to perform their safety functions. The design bases for these structures, systems, and components shall reflect: (1) Appropriate consideration of the most severe of the natural phenomena that have been historically reported for the site and surrounding area, with sufficient margin for the limited accuracy, quantity, and period of time in which the historical data have been accumulated, (2) appropriate combinations of the effects of normal and accident conditions with the effects of the natural phenomena and (3) the importance of the safety functions to be performed.

---

[3]Further details relating to the type, size, and orientation of postulated breaks in specific components of the reactor coolant pressure boundary are under development.

[4]Single failures of passive components in electric systems should be assumed in designing against a single failure. The conditions under which a single failure of a passive component in a fluid system should be considered in designing the system against a single failure are under development.

Criterion 3 - Fire protection.

Structures, systems, and components important to safety shall be designed and located to minimize, consistent with other safety requirements, the probability and effect of fires and explosions. Noncombustible and heat resistant materials shall be used wherever practical throughout the unit, particularly in locations such as the containment and control room. Fire detection and fighting systems of appropriate capacity and capability shall be provided and designed to minimize the adverse effects of fires on structures, systems, and components important to safety. Firefighting systems shall be designed to assure that their rupture or inadvertent operation does not significantly impair the safety capability of these structures, systems, and components.

Criterion 4 - Environmental and dynamic effects design bases.

Structures, systems, and components important to safety shall be designed to accommodate the effects of and to be compatible with the environmental conditions associated with normal operation, maintenance, testing, and postulated accidents, including loss-of-coolant accidents. These structures, systems, and components shall be appropriately protected against dynamic effects, including the effects of missiles, pipe whipping, and discharging fluids, that may result from equipment failures and from events and conditions outside the nuclear power unit. However, dynamic effects associated with postulated pipe ruptures in nuclear power units may be excluded from the design basis when analyses reviewed and approved by the Commission demonstrate that the probability of fluid system piping rupture is extremely low under conditions consistent with the design basis for the piping.

Criterion 5 - Sharing of structures, systems, and components.

Structures, systems, and components important to safety shall not be shared among nuclear power units unless it can be shown that such sharing will not significantly impair their ability to perform their safety functions, including, in the event of an accident in one unit, an orderly shutdown and cooldown of the remaining units.

II. PROTECTION BY MULTIPLE FISSION PRODUCT BARRIERS

Criterion 10 - Reactor design.

The reactor core and associated coolant, control, and protection systems shall be designed with appropriate margin to assure that specified acceptable fuel design limits are not exceeded during any condition of normal operation, including the effects of anticipated operational occurrences.

Criterion 11 - Reactor inherent protection.

The reactor core and associated coolant systems shall be designed so that in the power operating range the net effect of the prompt inherent nuclear feedback characteristics tends to compensate for a rapid increase in reactivity.

Criterion 12 - Suppression of reactor power oscillations.

The reactor core and associated coolant, control, and protection systems shall be designed to assure that power oscillations which can result in conditions exceeding specified acceptable fuel design limits are not possible or can be reliably and readily detected and suppressed.

Criterion 13 - Instrumentation and control.

Instrumentation shall be provided to monitor variables and systems over their anticipated ranges for normal operation, for anticipated operational occurrences, and for accident conditions as appropriate to assure adequate safety, including those variables and systems that can affect the fission process, the integrity of the reactor core, the reactor coolant pressure boundary, and the containment and its associated systems. Appropriate controls shall be provided to maintain these variables and systems within prescribed operating ranges.

Criterion 14 - Reactor coolant pressure boundary.

The reactor coolant pressure boundary shall be designed, fabricated, erected, and tested so as to have an extremely low probability of abnormal leakage, of rapidly propagating failure, and of gross rupture.

Criterion 15 - Reactor coolant system design.

The reactor coolant system and associated auxiliary, control, and protection systems shall be designed with sufficient margin to assure that the design conditions of the reactor coolant pressure boundary are not exceeded during any condition of normal operation, including anticipated operational occurrences.

Criterion 16 - Containment design.

Reactor containment and associated systems shall be provided to establish an essentially leak-tight barrier against the uncontrolled release of radioactivity to the environment and to assure that the containment design conditions important to safety are not exceeded for as long as postulated accident conditions require.

Criterion 17 - Electric power systems.

An onsite electric power system and an offsite electric power system shall be provided to permit functioning of structures, systems, and components important to safety. The safety function for each system (assuming the other system is not functioning) shall be to provide sufficient capacity and capability to assure that (1) specified acceptable fuel design limits and design conditions of the reactor coolant pressure boundary are not exceeded as a result of anticipated operational occurrences and (2) the core is cooled and containment integrity and other vital functions are maintained in the event of postulated accidents.

The onsite electric power supplies, including the batteries, and the onsite electric distribution system, shall have sufficient independence, redundancy, and testability to perform their safety functions assuming a single failure.

Electric power from the transmission network to the onsite electric distribution system shall be supplied by two physically independent circuits (not necessarily on separate rights of way) designed and located so as to minimize to the extent practical the likelihood of their simultaneous failure under operating and postulated accident and environmental conditions. A switchyard common to both circuits is acceptable. Each of these circuits shall be designed to be available in sufficient time following a loss of all onsite alternating current power supplies and the other offsite electric power circuit, to assure that specified acceptable fuel design limits and design conditions of the reactor coolant pressure boundary are not exceeded. One of these circuits shall be designed to be available within a few seconds following a loss-of-coolant accident to assure that core cooling, containment integrity, and other vital safety functions are maintained.

Provisions shall be included to minimize the probability of losing electric power from any of the remaining supplies as a result of, or coincident with, the loss of power generated by the nuclear power unit, the loss of power from the transmission network, or the loss of power from the onsite electric power supplies.

Criterion 18 - Inspection and testing of electric power systems.

Electric power systems important to safety shall be designed to permit appropriate periodic inspection and testing of important areas and features, such as wiring, insulation, connections, and switchboards, to assess the continuity of the systems and the condition of their components. The systems shall be designed with a capability to test periodically (1) the operability and functional performance of the components of the systems, such as onsite power sources, relays, switches, and buses, and (2) the operability of the systems as a whole and, under conditions as close to design as

practical, the full operation sequence that brings the systems into operation, including operation of applicable portions of the protection system, and the transfer of power among the nuclear power unit, the offsite power system, and the onsite power system.

Criterion 19 - Control room.

A control room shall be provided from which actions can be taken to operate the nuclear power unit safely under normal conditions and to maintain it in a safe condition under accident conditions, including loss-of-coolant accidents. Adequate radiation protection shall be provided to permit access and occupancy of the control room under accident conditions without personnel receiving radiation exposures in excess of 5 rem whole body, or its equivalent to any part of the body, for the duration of the accident.

Equipment at appropriate locations outside the control room shall be provided (1) with a design capability for prompt hot shutdown of the reactor, including necessary instrumentation and controls to maintain the unit in a safe condition during hot shutdown, and (2) with a potential capability for subsequent cold shutdown of the reactor through the use of suitable procedures.

III. PROTECTION AND REACTIVITY CONTROL SYSTEMS

Criterion 20 - Protection system functions.

The protection system shall be designed (1) to initiate automatically the operation of appropriate systems including the reactivity control systems, to assure that specified acceptable fuel design limits are not exceeded as a result of anticipated operational occurrences and (2) to sense accident conditions and to initiate the operation of systems and components important to safety.

Criterion 21 - Protection system reliability and testability.

The protection system shall be designed for high functional reliability and inservice testability commensurate with the safety functions to be performed. Redundancy and independence designed into the protection system shall be sufficient to assure that (1) no single failure results in loss of the protection function and (2) removal from service of any component or channel does not result in loss of the required minimum redundancy unless the acceptable reliability of operation of the protection system can be otherwise demonstrated. The protection system shall be designed to permit periodic testing of its functioning when the reactor is in operation, including a capability to test channels independently to determine failures and losses of redundancy that may have occurred.

Criterion 22 - Protection system independence.

The protection system shall be designed to assure that the effects of natural phenomena, and of normal operating, maintenance, testing, and postulated accident conditions on redundant channels do not result in loss of the protection function, or shall be demonstrated to be acceptable on some other defined basis. Design techniques, such as functional diversity or diversity in component design and principles of operation, shall be used to the extent practical to prevent loss of the protection function.

Criterion 23 - Protection system failure modes.

The protection system shall be designed to fail into a safe state or into a state demonstrated to be acceptable on some other defined basis if conditions such as disconnection of the system, loss of energy (e.g., electric power, instrument air), or postulated adverse environments (e.g., extreme heat or cold, fire, pressure, steam, water, and radiation) are experienced.

Criterion 24 - Separation of protection and control systems.

The protection system shall be separated from control systems to the extent that failure of any single control system component or channel, or failure or removal from service of any single protection system component or channel which is common to the control and protection systems leaves intact a system satisfying all reliability, redundancy, and independence requirements of the protection system.

Interconnection of the protection and control systems shall be limited so as to assure that safety is not significantly impaired.

Criterion 25 - Protection system requirements for reactivity control malfunctions.

The protection system shall be designed to assure that specified acceptable fuel design limits are not exceeded for any single malfunction of the reactivity control systems, such as accidental withdrawal (not ejection or dropout) of control rods.

Criterion 26 - Reactivity control system redundancy and capability.

Two independent reactivity control systems of different design principles shall be provided. One of the systems shall use control rods, preferably including a positive means for inserting the rods, and shall be capable of reliably controlling reactivity changes to assure that under conditions of normal operation, including anticipated operational occurrences, and with appropriate margin for malfunctions such as stuck rods, specified acceptable fuel design limits are not exceeded. The second reactivity control system shall be capable of reliably controlling the rate of reactivity changes resulting from planned, normal power changes (including xenon burnout) to assure acceptable fuel design limits are not exceeded. One of the systems shall be capable of holding the reactor core subcritical under cold conditions.

Criterion 27 - Combined reactivity control systems capability.

The reactivity control systems shall be designed to have a combined capability, in conjunction with poison addition by the emergency core cooling system, of reliably controlling reactivity changes to assure that under postulated accident conditions and with appropriate margin for stuck rods the capability to cool the core is maintained.

Criterion 28 - Reactivity limits.

The reactivity control systems shall be designed with appropriate limits on the potential amount and rate of reactivity increase to assure that the effects of postulated reactivity accidents can neither (1) result in damage to the reactor coolant pressure boundary greater than limited local yielding nor (2) sufficiently disturb the core, its support structures or other reactor pressure vessel internals to impair significantly the capability to cool the core. These postulated reactivity accidents shall include consideration of rod ejection (unless prevented by positive means), rod dropout, steam line rupture, changes in reactor coolant temperature and pressure, and cold water addition.

Criterion 29 - Protection against anticipated operational occurrences.

The protection and reactivity control systems shall be designed to assure an extremely high probability of accomplishing their safety functions in the event of anticipated operational occurrences.

IV. FLUID SYSTEMS

Criterion 30 - Quality of reactor coolant pressure boundary.

Components which are part of the reactor coolant pressure boundary shall be designed, fabricated, erected, and tested to the highest quality standards practical. Means shall be provided for detecting and, to the extent practical, identifying the location of the source of reactor coolant leakage.

Criterion 31 - Fracture prevention of reactor coolant pressure boundary.

The reactor coolant pressure boundary shall be designed with sufficient margin to assure that when stressed under operating, maintenance, testing, and postulated accident conditions (1) the boundary behaves in a nonbrittle manner and (2) the probability of rapidly propagating fracture is minimized. The design shall reflect consideration of service temperatures and other conditions of the boundary material under operating, maintenance, testing, and postulated accident conditions and the

uncertainties in determining (1) material properties, (2) the effects of irradiation on material properties, (3) residual, steady state and transient stresses, and (4) size of flaws.

Criterion 32 - Inspection of reactor coolant pressure boundary.

Components which are part of the reactor coolant pressure boundary shall be designed to permit (1) periodic inspection and testing of important areas and features to assess their structural and leaktight integrity, and (2) an appropriate material surveillance program for the reactor pressure vessel.

Criterion 33 - Reactor coolant makeup.

A system to supply reactor coolant makeup for protection against small breaks in the reactor coolant pressure boundary shall be provided. The system safety function shall be to assure that specified acceptable fuel design limits are not exceeded as a result of reactor coolant loss due to leakage from the reactor coolant pressure boundary and rupture of small piping or other small components which are part of the boundary. The system shall be designed to assure that for onsite electric power system operation (assuming offsite power is not available) and for offsite electric power system operation (assuming onsite power is not available) the system safety function can be accomplished using the piping, pumps, and valves used to maintain coolant inventory during normal reactor operation.

Criterion 34 - Residual heat removal.

A system to remove residual heat shall be provided. The system safety function shall be to transfer fission product decay heat and other residual heat from the reactor core at a rate such that specified acceptable fuel design limits and the design conditions of the reactor coolant pressure boundary are not exceeded.

Suitable redundancy in components and features, and suitable interconnections, leak detection, and isolation capabilities shall be provided to assure that for onsite electric power system operation (assuming offsite power is not available) and for offsite electric power system operation (assuming onsite power is not available) the system safety function can be accomplished, assuming a single failure.

Criterion 35 - Emergency core cooling.

A system to provide abundant emergency core cooling shall be provided. The system safety function shall be to transfer heat from the reactor core following any loss of reactor coolant at a rate such that (1) fuel and clad damage that could interfere with continued effective core cooling is prevented and (2) clad metal-water reaction is limited to negligible amounts.

Suitable redundancy in components and features, and suitable interconnections, leak detection, isolation, and containment capabilities shall be provided to assure that for onsite electric power system operation (assuming offsite power is not available) and for offsite electric power system operation (assuming onsite power is not available) the system safety function can be accomplished, assuming a single failure.

Criterion 36 - Inspection of emergency core cooling system.

The emergency core cooling system shall be designed to permit appropriate periodic inspection of important components, such as spray rings in the reactor pressure vessel, water injection nozzles, and piping, to assure the integrity and capability of the system.

Criterion 37 - Testing of emergency core cooling system.

The emergency core cooling system shall be designed to permit appropriate periodic pressure and functional testing to assure (1) the structural and leaktight integrity of its components, (2) the operability and performance of the active components of the system, and (3) the operability of the system as a whole and, under conditions as close to design as practical, the performance of the full operational sequence that brings the system into operation, including operation of applicable portions

of the protection system, the transfer between normal and emergency power sources, and the operation of the associated cooling water system.

Criterion 38 - Containment heat removal.

A system to remove heat from the reactor containment shall be provided. The system safety function shall be to reduce rapidly, consistent with the functioning of other associated systems, the containment pressure and temperature following any loss-of-coolant accident and maintain them at acceptably low levels.

Suitable redundancy in components and features, and suitable interconnections, leak detection, isolation, and containment capabilities shall be provided to assure that for onsite electric power system operation (assuming offsite power is not available) and for offsite electric power system operation (assuming onsite power is not available) the system safety function can be accomplished, assuming a single failure.

Criterion 39 - Inspection of containment heat removal system.

The containment heat removal system shall be designed to permit appropriate periodic inspection of important components, such as the torus, sumps, spray nozzles, and piping to assure the integrity and capability of the system.

Criterion 40 - Testing of containment heat removal system.

The containment heat removal system shall be designed to permit appropriate periodic pressure and functional testing to assure (1) the structural and leaktight integrity of its components, (2) the operability and performance of the active components of the system, and (3) the operability of the system as a whole, and under conditions as close to the design as practical the performance of the full operational sequence that brings the system into operation, including operation of applicable portions of the protection system, the transfer between normal and emergency power sources, and the operation of the associated cooling water system.

Criterion 41 - Containment atmosphere cleanup.

Systems to control fission products, hydrogen, oxygen, and other substances which may be released into the reactor containment shall be provided as necessary to reduce, consistent with the functioning of other associated systems, the concentration and quality of fission products released to the environment following postulated accidents, and to control the concentration of hydrogen or oxygen and other substances in the containment atmosphere following postulated accidents to assure that containment integrity is maintained.

Each system shall have suitable redundancy in components and features, and suitable interconnections, leak detection, isolation, and containment capabilities to assure that for onsite electric power system operation (assuming offsite power is not available) and for offsite electric power system operation (assuming onsite power is not available) its safety function can be accomplished, assuming a single failure.

Criterion 42 - Inspection of containment atmosphere cleanup systems.

The containment atmosphere cleanup systems shall be designed to permit appropriate periodic inspection of important components, such as filter frames, ducts, and piping to assure the integrity and capability of the systems.

Criterion 43 - Testing of containment atmosphere cleanup systems.

The containment atmosphere cleanup systems shall be designed to permit appropriate periodic pressure and functional testing to assure (1) the structural and leaktight integrity of its components, (2) the operability and performance of the active components of the systems such as fans, filters, dampers, pumps, and valves and (3) the operability of the systems as a whole and, under conditions

as close to design as practical, the performance of the full operational sequence that brings the systems into operation, including operation of applicable portions of the protection system, the transfer between normal and emergency power sources, and the operation of associated systems.

Criterion 44 - Cooling water.

A system to transfer heat from structures, systems, and components important to safety, to an ultimate heat sink shall be provided. The system safety function shall be to transfer the combined heat load of these structures, systems, and components under normal operating and accident conditions.

Suitable redundancy in components and features, and suitable interconnections, leak detection, and isolation capabilities shall be provided to assure that for onsite electric power system operation (assuming offsite power is not available) and for offsite electric power system operation (assuming onsite power is not available) the system safety function can be accomplished, assuming a single failure.

Criterion 45 - Inspection of cooling water system.

The cooling water system shall be designed to permit appropriate periodic inspection of important components, such as heat exchangers and piping, to assure the integrity and capability of the system.

Criterion 46 - Testing of cooling water system.

The cooling water system shall be designed to permit appropriate periodic pressure and functional testing to assure (1) the structural and leaktight integrity of its components, (2) the operability and the performance of the active components of the system, and (3) the operability of the system as a whole and, under conditions as close to design as practical, the performance of the full operational sequence that brings the system into operation for reactor shutdown and for loss-of-coolant accidents, including operation of applicable portions of the protection system and the transfer between normal and emergency power sources.

V. REACTOR CONTAINMENT

Criterion 50 - Containment design basis.

The reactor containment structure, including access openings, penetrations, and the containment heat removal system shall be designed so that the containment structure and its internal compartments can accommodate, without exceeding the design leakage rate and with sufficient margin, the calculated pressure and temperature conditions resulting from any loss-of-coolant accident. This margin shall reflect consideration of (1) the effects of potential energy sources which have not been included in the determination of the peak conditions, such as energy in steam generators and as required by Sec. 50.44 energy from metal-water and other chemical reactions that may result from degradation but not total failure of emergency core cooling functioning, (2) the limited experience and experimental data available for defining accident phenomena and containment responses, and (3) the conservatism of the calculational model and input parameters.

Criterion 51 - Fracture prevention of containment pressure boundary.

The reactor containment boundary shall be designed with sufficient margin to assure that under operating, maintenance, testing, and postulated accident conditions (1) its ferritic materials behave in a nonbrittle manner and (2) the probability of rapidly propagating fracture is minimized. The design shall reflect consideration of service temperatures and other conditions of the containment boundary material during operation, maintenance, testing, and postulated accident conditions, and the uncertainties in determining (1) material properties, (2) residual, steady state, and transient stresses, and (3) size of flaws.

Criterion 52 - Capability for containment leakage rate testing.

The reactor containment and other equipment which may be subjected to containment test conditions shall be designed so that periodic integrated leakage rate testing can be conducted at containment design pressure.

Criterion 53 - Provisions for containment testing and inspection.

The reactor containment shall be designed to permit (1) appropriate periodic inspection of all important areas, such as penetrations, (2) an appropriate surveillance program, and (3) periodic testing at containment design pressure of the leaktightness of penetrations which have resilient seals and expansion bellows.

Criterion 54 - Piping systems penetrating containment.

Piping systems penetrating primary reactor containment shall be provided with leak detection, isolation, and containment capabilities having redundancy, reliability, and performance capabilities which reflect the importance to safety of isolating these piping systems. Such piping systems shall be designed with a capability to test periodically the operability of the isolation valves and associated apparatus and to determine if valve leakage is within acceptable limits.

Criterion 55 - Reactor coolant pressure boundary penetrating containment.

Each line that is part of the reactor coolant pressure boundary and that penetrates primary reactor containment shall be provided with containment isolation valves as follows, unless it can be demonstrated that the containment isolation provisions for a specific class of lines, such as instrument lines, are acceptable on some other defined basis:

(1) One locked closed isolation valve inside and one locked closed isolation valve outside containment; or

(2) One automatic isolation valve inside and one locked closed isolation valve outside containment; or

(3) One locked closed isolation valve inside and one automatic isolation valve outside containment. A simple check valve may not be used as the automatic isolation valve outside containment; or

(4) One automatic isolation valve inside and one automatic isolation valve outside containment. A simple check valve may not be used as the automatic isolation valve outside containment. Isolation valves outside containment shall be located as close to containment as practical and upon loss of actuating power, automatic isolation valves shall be designed to take the position that provides greater safety.

Other appropriate requirements to minimize the probability or consequences of an accidental rupture of these lines or of lines connected to them shall be provided as necessary to assure adequate safety. Determination of the appropriateness of these requirements, such as higher quality in design, fabrication, and testing, additional provisions for inservice inspection, protection against more severe natural phenomena, and additional isolation valves and containment, shall include consideration of the population density, use characteristics, and physical characteristics of the site environs.

Criterion 56 - Primary containment isolation.

Each line that connects directly to the containment atmosphere and penetrates primary reactor containment shall be provided with containment isolation valves as follows, unless it can be demonstrated that the containment isolation provisions for a specific class of lines, such as instrument lines, are acceptable on some other defined basis:

(1) One locked closed isolation valve inside and one locked closed isolation valve outside containment; or

(2) One automatic isolation valve inside and one locked closed isolation valve outside containment; or

(3) One locked closed isolation valve inside and one automatic isolation valve outside containment. A simple check valve may not be used as the automatic isolation valve outside containment; or

(4) One automatic isolation valve inside and one automatic isolation valve outside containment. A simple check valve may not be used as the automatic isolation valve outside containment. Isolation valves outside containment shall be located as close to the containment as practical and upon loss of actuating power, automatic isolation valves shall be designed to take the position that provides greater safety.

Criterion 57 - Closed system isolation valves.

Each line that penetrates primary reactor containment and is neither part of the reactor coolant pressure boundary nor connected directly to the containment atmosphere shall have at least one containment isolation valve which shall be either automatic, or locked closed, or capable of remote manual operation. This valve shall be outside containment and located as close to the containment as practical. A simple check valve may not be used as the automatic isolation valve.

VI. FUEL AND RADIOACTIVITY CONTROL

Criterion 60 - Control of releases of radioactive materials to the environment.

The nuclear power unit design shall include means to control suitably the release of radioactive materials in gaseous and liquid effluents and to handle radioactive solid wastes produced during normal reactor operation, including anticipated operational occurrences. Sufficient holdup capacity shall be provided for retention of gaseous and liquid effluents containing radioactive materials, particularly where unfavorable site environmental conditions can be expected to impose unusual operational limitations upon the release of such effluents to the environment.

Criterion 61 - Fuel storage and handling and radioactivity control.

The fuel storage and handling, radioactive waste, and other systems which may contain radioactivity shall be designed to assure adequate safety under normal and postulated accident conditions. These systems shall be designed (1) with a capability to permit appropriate periodic inspection and testing of components important to safety, (2) with suitable shielding for radiation protection, (3) with appropriate containment, confinement, and filtering systems, (4) with a residual heat removal capability having reliability and testability that reflects the importance to safety of decay heat and other residual heat removal, and (5) to prevent significant reduction in fuel storage coolant inventory under accident conditions.

Criterion 62 - Prevention of criticality in fuel storage and handling.

Criticality in the fuel storage and handling system shall be prevented by physical systems or processes, preferably by use of geometrically safe configurations.

Criterion 63 - Monitoring fuel and waste storage.

Appropriate systems shall be provided in fuel storage and radioactive waste systems and associated handling areas (1) to detect conditions that may result in loss of residual heat removal capability and excessive radiation levels and (2) to initiate appropriate safety actions.

Criterion 64 - Monitoring radioactivity releases.

Means shall be provided for monitoring the reactor containment atmosphere, spaces containing components for recirculation of loss-of-coolant accident fluids, effluent discharge paths, and the plant environs for radioactivity that may be released from normal operations, including anticipated operational occurrences, and from postulated accidents.

2.8 CFR Title 10 Part 50 App. B - Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants and Fuel Reprocessing Plants

Introduction

Every applicant for a construction permit is required by the provisions of Sec. 50.34 to include in its preliminary safety analysis report a description of the quality assurance program to be applied to the design, fabrication, construction, and testing of the structures, systems, and components of the facility. Every applicant for an operating license is required to include, in its final safety analysis report, information pertaining to the managerial and administrative controls to be used to assure safe operation. Nuclear power plants and fuel reprocessing plants include structures, systems, and components that prevent or mitigate the consequences of postulated accidents that could cause undue risk to the health and safety of the public. This appendix establishes quality assurance requirements for the design, construction, and operation of those structures, systems, and components. The pertinent requirements of this appendix apply to all activities affecting the safety-related functions of those structures, systems, and components; these activities include designing, purchasing, fabricating, handling, shipping, storing, cleaning, erecting, installing, inspecting, testing, operating, maintaining, repairing, refueling, and modifying.

As used in this appendix, 'quality assurance' comprises all those planned and systematic actions necessary to provide adequate confidence that a structure, system, or component will perform satisfactorily in service. Quality assurance includes quality control, which comprises those quality assurance actions related to the physical characteristics of a material, structure, component, or system which provide a means to control the quality of the material, structure, component, or system to predetermined requirements.

I. ORGANIZATION

The applicant[5] shall be responsible for the establishment and execution of the quality assurance program. The applicant may delegate to others, such as contractors, agents, or consultants, the work of establishing and executing the quality assurance program, or any part thereof, but shall retain responsibility therefor. The authority and duties of persons and organizations performing activities affecting the safety-related functions of structures, systems, and components shall be clearly established and delineated in writing. These activities include both the performing functions of attaining quality objectives and the quality assurance functions. The quality assurance functions are those of (a) assuring that an appropriate quality assurance program is established and effectively executed and (b) verifying, such as by checking, auditing, and inspection, that activities affecting the safety-related functions have been correctly performed. The persons and organizations performing quality assurance functions shall have sufficient authority and organizational freedom to identify quality problems; to initiate, recommend, or provide solutions; and to verify implementation of solutions. Such persons and organizations performing quality assurance functions shall report to a management level such that this required authority and organizational freedom, including sufficient independence from cost and schedule when opposed to safety considerations, are provided. Because of the many variables involved, such as the number of personnel, the type of activity being performed, and the location or locations where activities are performed, the organizational structure for executing the quality assurance program may take various forms provided that the persons and organizations assigned the quality assurance functions have this required authority and organizational freedom. Irrespective of the organizational structure, the individual(s) assigned the responsibility for

[5]While the term 'applicant' is used in these criteria, the requirements are, of course, applicable after such a person has received a license to construct and operate a nuclear powerplant or a fuel reprocessing plant. These criteria will also be used for guidance in evaluating the adequacy of quality assurance programs in use by holders of construction permits and operating licenses.

assuring effective execution of any portion of the quality assurance program at any location where activities subject to this appendix are being performed shall have direct access to such levels of management as may be necessary to perform this function.

II. QUALITY ASSURANCE PROGRAM

The applicant shall establish at the earliest practicable time, consistent with the schedule for accomplishing the activities, a quality assurance program which complies with the requirements of this appendix. This program shall be documented by written policies, procedures, or instructions and shall be carried out throughout plant life in accordance with those policies, procedures, or instructions. The applicant shall identify the structures, systems, and components to be covered by the quality assurance program and the major organizations participating in the program, together with the designated functions of these organizations. The quality assurance program shall provide control over activities affecting the quality of the identified structures, systems, and components, to an extent consistent with their importance to safety. Activities affecting quality shall be accomplished under suitably controlled conditions. Controlled conditions include the use of appropriate equipment; suitable environmental conditions for accomplishing the activity, such as adequate cleanness; and assurance that all prerequisites for the given activity have been satisfied. The program shall take into account the need for special controls, processes, test equipment, tools, and skills to attain the required quality, and the need for verification of quality by inspection and test. The program shall provide for indoctrination and training of personnel performing activities affecting quality as necessary to assure that suitable proficiency is achieved and maintained. The applicant shall regularly review the status and adequacy of the quality assurance program. Management of other organizations participating in the quality assurance program shall regularly review the status and adequacy of that part of the quality assurance program which they are executing.

III. DESIGN CONTROL

Measures shall be established to assure that applicable regulatory requirements and the design basis, as defined in Sec. 50.2 and as specified in the license application, for those structures, systems, and components to which this appendix applies are correctly translated into specifications, drawings, procedures, and instructions. These measures shall include provisions to assure that appropriate quality standards are specified and included in design documents and that deviations from such standards are controlled. Measures shall also be established for the selection and review for suitability of application of materials, parts, equipment, and processes that are essential to the safety-related functions of the structures, systems and components.

Measures shall be established for the identification and control of design interfaces and for coordination among participating design organizations. These measures shall include the establishment of procedures among participating design organizations for the review, approval, release, distribution, and revision of documents involving design interfaces.

The design control measures shall provide for verifying or checking the adequacy of design, such as by the performance of design reviews, by the use of alternate or simplified calculational methods, or by the performance of a suitable testing program. The verifying or checking process shall be performed by individuals or groups other than those who performed the original design, but who may be from the same organization. Where a test program is used to verify the adequacy of a specific design feature in lieu of other verifying or checking processes, it shall include suitable qualifications testing of a prototype unit under the most adverse design conditions. Design control measures shall be applied to items such as the following: reactor physics, stress, thermal, hydraulic, and accident analyses; compatibility of materials; accessibility for inservice inspection, maintenance, and repair; and delineation of acceptance criteria for inspections and tests.

Design changes, including field changes, shall be subject to design control measures commensurate with those applied to the original design and be approved by the organization that performed the original design unless the applicant designates another responsible organization.

IV. PROCUREMENT DOCUMENT CONTROL

Measures shall be established to assure that applicable regulatory requirements, design bases, and other requirements which are necessary to assure adequate quality are suitably included or referenced in the documents for procurement of material, equipment, and services, whether purchased by the applicant or by its contractors or subcontractors. To the extent necessary, procurement documents shall require contractors or subcontractors to provide a quality assurance program consistent with the pertinent provisions of this appendix.

V. INSTRUCTIONS, PROCEDURES, AND DRAWINGS

Activities affecting quality shall be prescribed by documented instructions, procedures, or drawings, of a type appropriate to the circumstances and shall be accomplished in accordance with these instructions, procedures, or drawings. Instructions, procedures, or drawings shall include appropriate quantitative or qualitative acceptance criteria for determining that important activities have been satisfactorily accomplished.

VI. DOCUMENT CONTROL

Measures shall be established to control the issuance of documents, such as instructions, procedures, and drawings, including changes thereto, which prescribe all activities affecting quality. These measures shall assure that documents, including changes, are reviewed for adequacy and approved for release by authorized personnel and are distributed to and used at the location where the prescribed activity is performed. Changes to documents shall be reviewed and approved by the same organizations that performed the original review and approval unless the applicant designates another responsible organization.

VII. CONTROL OF PURCHASED MATERIAL, EQUIPMENT, AND SERVICES

Measures shall be established to assure that purchased material, equipment, and services, whether purchased directly or through contractors and subcontractors, conform to the procurement documents. These measures shall include provisions, as appropriate, for source evaluation and selection, objective evidence of quality furnished by the contractor or subcontractor, inspection at the contractor or subcontractor source, and examination of products upon delivery. Documentary evidence that material and equipment conform to the procurement requirements shall be available at the nuclear power plant or fuel reprocessing plant site prior to installation or use of such material and equipment. This documentary evidence shall be retained at the nuclear power plant or fuel reprocessing plant site and shall be sufficient to identify the specific requirements, such as codes, standards, or specifications, met by the purchased material and equipment. The effectiveness of the control of quality by contractors and subcontractors shall be assessed by the applicant or designee at intervals consistent with the importance, complexity, and quantity of the product or services.

VIII. IDENTIFICATION AND CONTROL OF MATERIALS, PARTS, AND COMPONENTS

Measures shall be established for the identification and control of materials, parts, and components, including partially fabricated assemblies. These measures shall assure that identification of the item is maintained by heat number, part number, serial number, or other appropriate means, either on the item or on records traceable to the item, as required throughout fabrication, erection, installation, and use of the item. These identification and control measures shall be designed to prevent the use of incorrect or defective material, parts, and components.

IX. CONTROL OF SPECIAL PROCESSES

Measures shall be established to assure that special processes, including welding, heat treating, and nondestructive testing, are controlled and accomplished by qualified personnel using qualified procedures in accordance with applicable codes, standards, specifications, criteria, and other special requirements.

X. INSPECTION

A program for inspection of activities affecting quality shall be established and executed by or for the organization performing the activity to verify conformance with the documented instructions, procedures, and drawings for accomplishing the activity. Such inspection shall be performed by individuals other than those who performed the activity being inspected. Examinations, measurements, or tests of material or products processed shall be performed for each work operation where necessary to assure quality. If inspection of processed material or products is impossible or disadvantageous, indirect control by monitoring processing methods, equipment, and personnel shall be provided. Both inspection and process monitoring shall be provided when control is inadequate without both. If mandatory inspection hold points, which require witnessing or inspecting by the applicant's designated representative and beyond which work shall not proceed without the consent of its designated representative are required, the specific hold points shall be indicated in appropriate documents.

XI. TEST CONTROL

A test program shall be established to assure that all testing required to demonstrate that structures, systems, and components will perform satisfactorily in service is identified and performed in accordance with written test procedures which incorporate the requirements and acceptance limits contained in applicable design documents. The test program shall include, as appropriate, proof tests prior to installation, pre-operational tests, and operational tests during nuclear power plant or fuel reprocessing plant operation, of structures, systems, and components. Test procedures shall include provisions for assuring that all prerequisites for the given test have been met, that adequate test instrumentation is available and used, and that the test is performed under suitable environmental conditions. Test results shall be documented and evaluated to assure that test requirements have been satisfied.

XII. CONTROL OF MEASURING AND TEST EQUIPMENT

Measures shall be established to assure that tools, gages, instruments, and other measuring and testing devices used in activities affecting quality are properly controlled, calibrated, and adjusted at specified periods to maintain accuracy within necessary limits.

XIII. HANDLING, STORAGE AND SHIPPING

Measures shall be established to control the handling, storage, shipping, cleaning and preservation of material and equipment in accordance with work and inspection instructions to prevent damage or deterioration. When necessary for particular products, special protective environments, such as inert gas atmosphere, specific moisture content levels, and temperature levels, shall be specified and provided.

XIV. INSPECTION, TEST, AND OPERATING STATUS

Measures shall be established to indicate, by the use of markings such as stamps, tags, labels, routing cards, or other suitable means, the status of inspections and tests performed upon individual items of the nuclear power plant or fuel reprocessing plant. These measures shall provide for the identification of items which have satisfactorily passed required inspections and tests, where necessary to preclude inadvertent bypassing of such inspections and tests. Measures shall also be established for indicating

the operating status of structures, systems, and components of the nuclear power plant or fuel reprocessing plant, such as by tagging valves and switches, to prevent inadvertent operation.

XV. NONCONFORMING MATERIALS, PARTS, OR COMPONENTS

Measures shall be established to control materials, parts, or components which do not conform to requirements in order to prevent their inadvertent use or installation. These measures shall include, as appropriate, procedures for identification, documentation, segregation, disposition, and notification to affected organizations. Non-conforming items shall be reviewed and accepted, rejected, repaired or reworked in accordance with documented procedures.

XVI. CORRECTIVE ACTION

Measures shall be established to assure that conditions adverse to quality, such as failures, malfunctions, deficiencies, deviations, defective material and equipment, and non-conformances are promptly identified and corrected. In the case of significant conditions adverse to quality, the measures shall assure that the cause of the condition is determined and corrective action taken to preclude repetition. The identification of the significant condition adverse to quality, the cause of the condition, and the corrective action taken shall be documented and reported to appropriate levels of management.

XVII. QUALITY ASSURANCE RECORDS

Sufficient records shall be maintained to furnish evidence of activities affecting quality. The records shall include at least the following: Operating logs and the results of reviews, inspections, tests, audits, monitoring of work performance, and materials analyses. The records shall also include closely-related data such as qualifications of personnel, procedures, and equipment. Inspection and test records shall, as a minimum, identify the inspector or data recorder, the type of observation, the results, the acceptability, and the action taken in connection with any deficiencies noted. Records shall be identifiable and retrievable. Consistent with applicable regulatory requirements, the applicant shall establish requirements concerning record retention, such as duration, location, and assigned responsibility.

XVIII. AUDITS

A comprehensive system of planned and periodic audits shall be carried out to verify compliance with all aspects of the quality assurance program and to determine the effectiveness of the program. The audits shall be performed in accordance with the written procedures or check lists by appropriately trained personnel not having direct responsibilities in the areas being audited. Audit results shall be documented and reviewed by management having responsibility in the area audited. Follow-up action, including reaudit of deficient areas, shall be taken where indicated.

2.9 Title 10 Chapter I Part 52 - Early Site Permits; Standard Design Certifications; and Combined Licenses for Nuclear Power Plants

GENERAL PROVISIONS

52.1 Scope.

52.3 Definitions.

52.5 Interpretations.

52.8 Information collection requirements: OMB approval.

SUBPART A - EARLY SITE PERMITS

52.11 Scope of subpart.

52.13 Relationship to subpart F of 10 CFR part 2 and appendix Q of this part.

52.15 Filing of applications.

52.17 Contents of applications.

52.18 Standards for review of applications.

52.19 Permit and renewal fees.

52.21 Hearings.

52.23 Referral to the ACRS.

52.24 Issuance of early site permit.

52.25 Extent of activities permitted.

52.27 Duration of permit.

52.29 Application for renewal.

52.31 Criteria for renewal.

52.33 Duration of renewal.

52.35 Use of site for other purposes.

52.37 Reporting of defects and noncompliance; revocation, suspension, modification of permits for cause.

52.39 Finality of early site permit determinations.

SUBPART B - STANDARD DESIGN CERTIFICATIONS

52.41 Scope of subpart.

52.43 Relationship to appendices M, N, and O of this part.

52.45 Filing of applications.

52.47 Contents of applications.

52.48 Standards for review of applications.

52.49 Fees for review of applications.

52.51 Administrative review of applications.

52.53 Referral to the ACRS.

52.54 Issuance of standard design certification.

52.55 Duration of certification.

52.57 Application for renewal.

52.59 Criteria for renewal.

52.61 Duration of renewal.

52.63 Finality of standard design certifications.

SUBPART C - COMBINED LICENSES

52.71 Scope of subpart.

52.73 Relationship to subparts A and B.

52.75 Filing of applications.

52.77 Contents of applications; general information.

52.78 Contents of applications; training and qualification of nuclear power plant personnel.

52.79 Contents of applications; technical information.

52.81 Standards for review of applications.

52.83 Applicability of part 50 provisions.

52.85 Administrative review of applications.

52.87 Referral to the ACRS.

52.89 Environmental review.

52.91 Authorization to conduct site activities.

52.93 Exemptions and variances.

52.97 Issuance of combined licenses.

52.99 Inspection during construction.

52.103 Operation under a combined license.

SUBPART D - VIOLATIONS

52.111 Violations.

52.113 Criminal penalties.

APPENDICES

Appendices A-L to Part 52	(Reserved)
Appendix M to Part 52:	Standardization of Design; Manufacture of Nuclear Power Reactors; Construction and Operation of Nuclear Power Reactors Manufactured Pursuant to Commission License
Appendix N to Part 52:	Standardization of Nuclear Power Plant Designs: Licenses to Construct and Operate Nuclear Power Reactors of Duplicate Design at Multiple Sites

Appendix O to Part 52:	Standardization of Design: Staff Review of Standard Designs
Appendix P to Part 52	(Reserved)
Appendix Q to Part 52:	Pre-Application Early Review of Site Suitability Issues

Authority: Secs. 103, 104, 161, 182, 183, 186, 189, 68 Stat. 936, 948, 953, 954, 955, 956, as amended, sec. 234, 83 Stat. 1244, as amended (42 U.S.C. 2133, 2201, 2232, 2233, 2236, 2239, 2282); secs. 201, 202, 206, 88 Stat. 1242, 1244, 1246, 1246, as amended (42 U.S.C. 5841, 5842, 5846).

Source: 54 FR 15386, Apr. 18, 1989, unless otherwise noted.

GENERAL PROVISIONS

Sec. 52.1 Scope

This part governs the issuance of early site permits, standard design certifications, and combined licenses for nuclear power facilities licensed under section 103 or 104b of the Atomic Energy Act of 1954, as amended (68 Stat. 919), and Title II of the Energy Reorganization Act of 1974 (88 Stat. 1242).

Sec. 52.3 Definitions

As used in this part,

(a) Combined license means a combined construction permit and operating license with conditions for a nuclear power facility issued pursuant to subpart C of this part.

(b) Early site permit means a Commission approval, issued pursuant to subpart A of this part, for a site or sites for one or more nuclear power facilities.

(c) Standard design means a design which is sufficiently detailed and complete to support certification in accordance with subpart B of this part, and which is usable for a multiple number of units or at a multiple number of sites without reopening or repeating the review.

(d) Standard design certification, design certification, or certification means a Commission approval, issued pursuant to subpart B of this part, of a standard design for a nuclear power facility. A design so approved may be referred to as a certified standard design.

(e) All other terms in this part have the meaning set out in 10 CFR 50.2, or section 11 of the Atomic Energy Act, as applicable.

Sec. 52.5 Interpretations.

Except as specifically authorized by the Commission in writing, no interpretation of the meaning of the regulations in this part by any officer or employee of the Commission other than a written interpretation by the General Counsel will be recognized to be binding upon the Commission.

Sec. 52.8 Information collection requirements: OMB approval.

(a) The Nuclear Regulatory Commission has submitted the information collection requirements contained in this part to the Office of Management and Budget (OMB) for approval as required by the Paperwork Reduction Act of 1980 (44 U.S.C. 3501 et seq.). OMB has approved the information collection requirements contained in this part under control number 3150-0151.

(b) The approved information collection requirements contained in this part appear in Sec. 52.15, 52.17, 52.29, 52.45, 52.47, 52.57, 52.75, 52.77, 52.78, and 52.79.

(57 FR 60977, Dec. 23, 1992, as amended at 58 FR 21912, Apr. 26, 1993)

Subpart A - EARLY SITE PERMITS

Sec. 52.11 Scope of subpart.

This subpart sets out the requirements and procedures applicable to Commission issuance of early site permits for approval of a site or sites for one or more nuclear power facilities separate from the filing of an application for a construction permit or combined license for such a facility.

Sec. 52.13 Relationship to subpart F of 10 CFR part 2 and appendix Q of this part.

The procedures of this subpart do not replace those set out in subpart F of 10 CFR part 2 or appendix Q of this part. Subpart F applies only when early review of site suitability issues is sought in connection with an application for a permit to construct certain power facilities. Appendix Q applies only when NRC staff review of one or more site suitability issues is sought separately from and prior to the submittal of a construction permit. A Staff Site Report issued under appendix Q in no way affects the authority of the Commission or the presiding officer in any proceeding under subpart F or G of 10 CFR part 2. Subpart A applies when any person who may apply for a construction permit under 10 CFR part 50 or for a combined license under 10 CFR part 52 seeks an early site permit from the Commission separately from an application for a construction permit or a combined license for a facility.

Sec. 52.15 Filing of applications.

(a) Any person who may apply for a construction permit under 10 CFR part 50, or for a combined license under 10 CFR part 52, may file with the Director of Nuclear Reactor Regulation an application for an early site permit. An application for an early site permit may be filed notwithstanding the fact that an application for a construction permit or a combined license has not been filed in connection with the site or sites for which a permit is sought.

(b) The application must comply with the filing requirements of 10 CFR 50.30 (a), (b), and (f) as they would apply to an application for a construction permit. The following portions of Sec. 50.4, which is referenced by Sec. 50.30(a)(1), are applicable: paragraphs (a), (b) (1)-(3), (c), (d), and (e).

Sec. 52.17 Contents of applications.

(a) (1) The application must contain the information required by 10 CFR 50.33 (a)-(d), the first three sentences of Sec.50.34(a)(1), and, to the extent approval of emergency plans is sought under paragraph (b)(2)(ii) of this section, the information required by Sec. 50.33 (g) and (j), and Sec. 50.34(b)(6)(v). In particular, the application should describe the following:

(i) The number, type, and thermal power level of the facilities for which the site may be used;

(ii) The boundaries of the site;

(iii) The proposed general location of each facility on the site;

(iv) The anticipated maximum levels of radiological and thermal effluents each facility will produce;

(v) The type of cooling systems, intakes, and outflows that may be associated with each facility;

(vi) The seismic, meteorological, hydrologic, and geologic characteristics of the proposed site (see appendix A to 10 CFR part 100);

(vii) The location and description of any nearby industrial, military, or transportation facilities and routes; and

(viii) The existing and projected future population profile of the area surrounding the site.

(2) A complete environmental report as required by 10 CFR 51.45 and 51.50 must be included in the application, provided, however, that such environmental report must focus on the environmental effects of construction and operation of a reactor, or reactors, which have characteristics that fall within the postulated site parameters, and provided further that the report need not include an assessment of the benefits (for example, need for power) of the proposed action, but must include an evaluation of alternative sites to determine whether there is any obviously superior alternative to the site proposed.

(b) (1) The application must identify physical characteristics unique to the proposed site, such as egress limitations from the area surrounding the site, that could pose a significant impediment to the development of emergency plans.

(2) The application may also either:

(i) Propose major features of the emergency plans, such as the exact sizes of the emergency planning zones, that can be reviewed and approved by NRC in consultation with FEMA in the absence of complete and integrated emergency plans; or

(ii) Propose complete and integrated emergency plans for review and approval by the NRC, in consultation with the Federal Emergency Management Agency, in accord with the applicable provisions of 10 CFR 50.47.

(3) Under paragraphs (b)(1) and (2)(i) of this section, the application must include a description of contacts and arrangements made with local, state, and federal governmental agencies with emergency planning responsibilities. Under the option set forth in paragraph (b)(2)(ii) of this section, the applicant shall make good faith efforts to obtain from the same governmental agencies certifications that: (i) The proposed emergency plans are practicable; (ii) These agencies are committed to participating in any further development of the plans, including any required field demonstrations, and (iii) that these agencies are committed to executing their responsibilities under the plans in the event of an emergency. The application must contain any certifications that have been obtained. If these certifications cannot be obtained, the application must contain information, including a utility plan, sufficient to show that the proposed plans nonetheless provide reasonable assurance that adequate protective measures can and will be taken, in the event of a radiological emergency at the site.

(c) If the applicant wishes to be able to perform, after grant of the early site permit, the activities at the site allowed by 10 CFR 50.10(e)(1) without first obtaining the separate authorization required by that section, the applicant shall propose, in the early site permit, a plan for redress of the site in the event that the activities are performed and the site permit expires before it is referenced in an application for a construction permit or a combined license issued under subpart C of this part. The application must demonstrate that there is reasonable assurance that redress carried out under the plan will achieve an environmentally stable and aesthetically acceptable site suitable for whatever non-nuclear use may conform with local zoning laws.

Sec. 52.18 Standards for review of applications.

Applications filed under this subpart will be reviewed according to the applicable standards set out in 10 CFR part 50 and its appendices and part 100 as they apply to applications for construction permits for nuclear power plants. In particular, the Commission shall prepare an environmental impact statement during review of the application, in accordance with the applicable provisions of 10 CFR part 51, provided, however, that the draft and final environmental impact statements prepared by the Commission focus on the environmental effects of construction and operation of a reactor, or reactors, which have characteristics that fall within the postulated site parameters, and provided further that the statements need not include an assessment of the benefits (for example, need for power) of the proposed action, but must include an evaluation of alternative sites to determine whether there is any obviously superior alternative to the site proposed. The Commission shall

determine, after consultation with the Federal Emergency Management Agency, whether the information required of the applicant by Sec. 52.17(b)(1) shows that there is no significant impediment to the development of emergency plans, whether any major features of emergency plans submitted by the applicant under Sec. 52.17(b)(2)(i) are acceptable, and whether any emergency plans submitted by the applicant under Sec. 52.17(b)(2)(ii) provide reasonable assurance that adequate protective measures can and will be taken in the event of a radiological emergency.

Sec. 52.19 Permit and renewal fees.

The fees charged for the review of an application for the initial issuance or renewal of an early site permit are set forth in 10 CFR 170.21 and shall be paid in accordance with 10 CFR 170.12. (56 FR 31499, July 10, 1991)

Sec. 52.21 Hearings.

An early site permit is a partial construction permit and is therefore subject to all procedural requirements in 10 CFR part 2 which are applicable to construction permits, including the requirements for docketing in Sec. 2.101(a)(1)-(4), and the requirements for issuance of a notice of hearing in Sec. 2.104(a), (b)(1)(iv) and (v), (b)(2) to the extent it runs parallel to (b)(1)(iv) and (v), and (b)(3), provided that the designated sections may not be construed to require that the environmental report or draft or final environmental impact statement include an assessment of the benefits of the proposed action. In the hearing, the presiding officer shall also determine whether, taking into consideration the site criteria contained in 10 CFR part 100, a reactor, or reactors, having characteristics that fall within the parameters for the site can be constructed and operated without undue risk to the health and safety of the public. All hearings conducted on applications for early site permits filed under this part are governed by the procedures contained in subpart G of part 2.

Sec. 52.23 Referral to the ACRS.

The Commission shall refer a copy of the application to the Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS). The ACRS shall report on those portions of the application which concern safety.

Sec. 52.24 Issuance of early site permit.

After conducting a hearing under Sec. 52.21 of this subpart and receiving the report to be submitted by the Advisory Committee on Reactor Safeguards under Sec. 52.23 of this subpart, and upon determining that an application for an early site permit meets the applicable standards and requirements of the Atomic Energy Act and the Commission's regulations, and that notifications, if any, to other agencies or bodies have been duly made, the Commission shall issue an early site permit, in the form and containing the conditions and limitations, as the Commission deems appropriate and necessary.

Sec. 52.25 Extent of activities permitted.

(a) If an early site permit contains a site redress plan, the holder of the permit, or the applicant for a construction permit or combined license who references the permit, may perform the activities at the site allowed by 10 CFR 50.10(e)(1) without first obtaining the separate authorization required by that section, provided that the final environmental impact statement prepared for the permit has concluded that the activities will not result in any significant adverse environmental impact which cannot be redressed.

(b) If the activities permitted by paragraph (a) of this section are performed at any site for which an early site permit has been granted, and the site is not referenced in an application for a construction permit or a combined license issued under subpart C of this part while the permit remains valid, then the early site permit must remain in effect solely for the purpose of site redress, and the holder of the permit shall redress the site in accordance with the terms of the

site redress plan required by Sec. 52.17(c). If, before redress is complete, a use not envisaged in the redress plan is found for the site or parts thereof, the holder of the permit shall carry out the redress plan to the greatest extent possible consistent with the alternate use.

Sec. 52.27 Duration of permit.

(a) Except as provided in paragraph (b) of this section, an early site permit issued under this subpart may be valid for not less than ten nor more than twenty years from the date of issuance.

(b) (1) An early site permit continues to be valid beyond the date of expiration in any proceeding on a construction permit application or a combined license application which references the early site permit and is docketed either before the date of expiration of the early site permit, or, if a timely application for renewal of the permit has been filed, before the Commission has determined whether to renew the permit.

(2) An early site permit also continues to be valid beyond the date of expiration in any proceeding on an operating license application which is based on a construction permit which references the early site permit, and in any hearing held under Sec. 52.103 of this part before operation begins under a combined license which references the early site permit.

(c) An applicant for a construction permit or combined license may, at its own risk, reference in its application a site for which an early site permit application has been docketed but not granted.

Sec. 52.29 Application for renewal.

(a) Not less than twelve nor more than thirty-six months prior to the end of the initial twenty-year period, or any later renewal period, the permit holder may apply for a renewal of the permit. An application for renewal must contain all information necessary to bring up to date the information and data contained in the previous application.

(b) Any person whose interests may be affected by renewal of the permit may request a hearing on the application for renewal. The request for a hearing must comply with 10 CFR 2.714. If a hearing is granted, notice of the hearing will be published in accordance with 10 CFR 2.703.

(c) An early site permit, either original or renewed, for which a timely application for renewal has been filed, remains in effect until the Commission has determined whether to renew the permit. If the permit is not renewed, it continues to be valid in certain proceedings in accordance with the provisions of Sec. 52.27(b).

(d) The Commission shall refer a copy of the application for renewal to the Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS). The ACRS shall report on those portions of the application which concern safety and shall apply the criteria set forth in Sec. 52.31.

Sec. 52.31 Criteria for renewal.

(a) The Commission shall grant the renewal if the Commission determines that the site complies with the Atomic Energy Act and the Commission's regulations and orders applicable and in effect at the time the site permit was originally issued, and any new requirements the Commission may wish to impose after a determination that there is a substantial increase in overall protection of the public health and safety or the common defense and security to be derived from the new requirements and that the direct and indirect costs of implementation of those requirements are justified in view of this increased protection.

(b) A denial of renewal on this basis does not bar the permit holder or another applicant from filing a new application for the site which proposes changes to the site or the way in which it is used which correct the deficiencies cited in the denial of the renewal.

Sec. 52.33 Duration of renewal.

Each renewal of an early site permit may be for not less than ten nor more than twenty years.

Sec. 52.35 Use of site for other purposes.

A site for which an early site permit has been issued under this subpart may be used for purposes other than those described in the permit, including the location of other types of energy facilities. The permit holder shall inform the Director of Nuclear Reactor Regulation of any significant uses for the site which have not been approved in the early site permit. The information about the activities must be given to the Director in advance of any actual construction or site modification for the activities. The information provided could be the basis for imposing new requirements on the permit, in accordance with the provisions of Sec. 52.39. If the permit holder informs the Director that the holder no longer intends to use the site for a nuclear power plant, the Director shall terminate the permit.

Sec. 52.37 Reporting of defects and noncompliance; revocation, suspension, modification of permits for cause.

For purposes of part 21 and 10 CFR 50.100, an early site permit is a construction permit.

Sec. 52.39 Finality of early site permit determinations.

(a) (1) Notwithstanding any provision in 10 CFR 50.109, while an early site permit is in effect under Sec. 52.27 or 52.33 the Commission may not impose new requirements, including new emergency planning requirements, on the early site permit or the site for which it was issued, unless the Commission determines that a modification is necessary either to bring the permit or the site into compliance with the Commission's regulations and orders applicable and in effect at the time the permit was issued, or to assure adequate protection of the public health and safety or the common defense and security.

(2) In making the findings required for issuance of a construction permit, operating license, or combined license, or the findings required by Sec. 52.103 of this part, if the application for the construction permit, operating license, or combined license references an early site permit, the Commission shall treat as resolved those matters resolved in the proceeding on the application for issuance or renewal of the early site permit, unless a contention is admitted that a reactor does not fit within one or more of the site parameters included in the site permit, or a petition is filed which alleges either that the site is not in compliance with the terms of the early site permit, or that the terms and conditions of the early site permit should be modified.

(i) A contention that a reactor does not fit within one or more of the site parameters included in the site permit may be litigated in the same manner as other issues material to the proceeding.

(ii) A petition which alleges that the site is not in compliance with the terms of the early site permit must include, or clearly reference, official NRC documents, documents prepared by or for the permit holder, or evidence admissible in a proceeding under subpart G of part 2, which show, prima facie, that the acceptance criteria have not been met. The permit holder and NRC staff may file answers to the petition within the time specified in 10 CFR 2.730 for answers to motions by parties and staff. If the Commission, in its judgment, decides, on the basis of the petitions and any answers thereto, that the petition meets the requirements of this paragraph, that the issues are not exempt from adjudication under 5 U.S.C. 554(a)(3), that genuine issues of material fact are raised, and that settlement or other informal resolution of the issues is not possible, then the genuine issues of material fact raised by the petition must be resolved in accordance with the provisions in 554, 556, and 557 which are applicable to determining application for initial licenses.

(iii) A petition which alleges that the terms and conditions of the early site permit should be modified will be processed in accord with 10 CFR 2.206. Before construction

commences, the Commission shall consider the petition and determine whether any immediate action is required. If the petition is granted, then an appropriate order will be issued. Construction under the construction permit or combined license will not be affected by the granting of the petition unless the order is made immediately effective.

(iv) Prior to construction, the Commission shall find that the terms of the early site permit have been met.

(b) An applicant for a construction permit, operating license, or combined license who has filed an application referencing an early site permit issued under this subpart may include in the application a request for a variance from one or more elements of the permit. In determining whether to grant the variance, the Commission shall apply the same technically relevant criteria as were applicable to the application for the original or renewed site permit. Issuance of the variance must be subject to litigation during the construction permit, operating license, or combined license proceeding in the same manner as other issues material to those proceedings.

Subpart B - STANDARD DESIGN CERTFICATIONS

Sec. 52.41 Scope of subpart.

This subpart set out the requirements and procedures applicable to Commission issuance of rules granting standard design certification for nuclear power facilities separate from the filing of an application for a construction permit or combined license for such facility.

Sec. 52.43 Relationship to appendices M, N, and O of this part.

(a) Appendix M to this part governs the issuance of licenses to manufacture nuclear power reactors to be installed and operated at sites not identified in the manufacturing license application. Appendix N governs licenses to construct and operate nuclear power reactors of duplicate design at multiple sites. These appendices may be used independently of the provisions in this subpart unless the applicant also wishes to use a certified standard design approved under this subpart.

(b) Appendix O governs the staff review and approval of preliminary and final standard designs. A staff approval under appendix O in no way affects the authority of the Commission or the presiding officer in any proceeding under subpart G of 10 CFR part 2. Subpart B of part 52 governs Commission approval, or certification, of standard designs by rulemaking.

(c) A final design approval under appendix O is a prerequisite for certification of a standard design under this subpart. An application for a final design approval must state whether the applicant intends to seek certification of the design. If the applicant does so intend, the application for the final design approval must, in addition to containing the information required by appendix O, comply with the applicable requirements of part 52, subpart B, particularly Sec. 52.45 and 52.47.

Sec. 52.45 Filing of applications.

(a) (1) Any person may seek a standard design certification for an essentially complete nuclear power plant design which is an evolutionary change from light water reactor designs of plants which have been licensed and in commercial operation before the effective date of this rule.

(2) Any person may also seek a standard design certification for a nuclear power plant design which differs significantly from the light water reactor designs described in paragraph (a)(1) of this section or utilizes simplified, inherent, passive, or other innovative means to accomplish its safety functions.

(b) An application for certification may be filed notwithstanding the fact that an application for a construction permit or combined license for such a facility has not been filed.

(c) (1) Because a final design approval under appendix O of this part is a prerequisite for certification of a standard design, a person who seeks such a certification and does not hold, or has not applied for, a final design approval, shall file with the Director of Nuclear Reactor Regulation an application for a final design approval and certification.

(2) Any person who seeks certification but already holds, or has applied for, a final design approval, also shall file with the Director of Nuclear Reactor Regulation an application for certification, because the NRC staff may require that the information before the staff in connection with the review for the final design approval be supplemented for the review for certification.

(d) The applicant must comply with the filing requirements of 10 CFR 50.30(a) (1)-(4), and (6) and 50.30(b) as they would apply to an application for a nuclear power plant construction permit. The following portions of Sec. 50.4, which is referenced by Sec. 50.30(a)(1), are applicable to the extent technically relevant: paragraphs (a); (b), except for paragraphs (6); (c); and (e).

Sec. 52.47 Contents of applications.

(a) The requirements of this paragraph apply to all applications for design certification.

(1) An application for design certification must contain:

(i) The technical information which is required of applicants for construction permits and operating licenses by 10 CFR part 20, part 50 and its appendices, and parts 73 and 100, and which is technically relevant to the design and not site-specific;

(ii) Demonstration of compliance with any technically relevant portions of the Three Mile Island requirements set forth in 10 CFR 50.34(f);

(iii) The site parameters postulated for the design, and an analysis and evaluation of the design in terms of such parameters;

(iv) Proposed technical resolutions of those Unresolved Safety Issues and medium- and high-priority Generic Safety Issues which are identified in the version of NUREG-0933 current on the date six months prior to application and which are technically relevant to the design;

(v) A design-specific probabilistic risk assessment;

(vi) Proposed tests, inspections, analyses, and acceptance criteria which are necessary and sufficient to provide reasonable assurance that, if the tests, inspections and analyses are performed and the acceptance criteria met, a plant which references the design is built and will operate in accordance with the design certification.

(vii) The interface requirements to be met by those portions of the plant for which the application does not seek certification. These requirements must be sufficiently detailed to allow completion of the final safety analysis and design-specific probabilistic risk assessment required by paragraph (a)(1)(v) of this section;

(viii) Justification that compliance with the interface requirements of paragraph (a)(1)(vii) of this section is verifiable through inspection, testing (either in the plant or elsewhere), or analysis. The method to be used for verification of interface requirements must be included as part of the proposed tests, inspections, analyses, and acceptance criteria required by paragraph (a)(1)(vi) of this section; and

(ix) A representative conceptual design for those portions of the plant for which the application does not seek certification, to aid the staff in its review of the final safety analysis and probabilistic risk assessment required by paragraph (a)(1)(v) of this

section, and to permit assessment of the adequacy of the interface requirements called for by paragraph (a)(1)(vii) of this subsection.

(2) The application must contain a level of design information sufficient to enable the Commission to judge the applicant's proposed means of assuring that construction conforms to the design and to reach a final conclusion on all safety questions associated with the design before the certification is granted. The information submitted for a design certification must include performance requirements and design information sufficiently detailed to permit the preparation of acceptance and inspection requirements by the NRC, and procurement specifications and construction and installation specifications by an applicant. The Commission will require, prior to design certification, that information normally contained in certain procurement specifications and construction and installation specifications be completed and available for audit if such information is necessary for the Commission to make its safety determination.

(3) The staff shall advise the applicant on whether any technical information beyond that required by this section must be submitted.

(b) This paragraph applies, according to its provisions, to particular applications:

(1) The application for certification of a nuclear power plant design which is an evolutionary change from light water reactor designs of plants which have been licensed and in commercial operation before the effective date of this rule must provide an essentially complete nuclear power plant design except for site-specific elements such as the service water intake structure and the ultimate heat sink.

(2) (i) Certification of a standard design which differs significantly from the light water reactor designs described in paragraph (b)(1) of this section or utilizes simplified, inherent, passive, or other innovative means to accomplish its safety functions will be granted only if:

(A) (1) The performance of each safety feature of the design has been demonstrated through either analysis, appropriate test programs, experience, or a combination thereof;

(2) Interdependent effects among the safety features of the design have been found acceptable by analysis, appropriate test programs, experience, or a combination thereof;

(3) Sufficient data exist on the safety features of the design to assess the analytical tools used for safety analyses over a sufficient range of normal operating conditions, transient conditions, and specified accident sequences, including equilibrium core conditions; and

(4) The scope of the design is complete except for site-specific elements such as the service water intake structure and the ultimate heat sink; or

(B) There has been acceptable testing of an appropriately sited, full-size, prototype of the design over a sufficient range of normal operating conditions, transient conditions, and specified accident sequences, including equilibrium core conditions. If the criterion in paragraph (b)(2)(i)(A)(4) of this section is not met, the testing of the prototype must demonstrate that the non-certified portion of the plant cannot significantly affect the safe operation of the plant.

(ii) The application for final design approval of a standard design of the type described in this subsection must propose the specific testing necessary to support certification of the design, whether the testing be prototype testing or the testing required in the

alternative by paragraph (b)(2)(i)(A) of this section. The Appendix O final design approval of such a design must identify the specific testing required for certification of the design.

(3) An application seeking certification of a modular design must describe the various options for the configuration of the plant and site, including variations in, or sharing of, common systems, interface requirements, and system interactions. The final safety analysis and the probabilistic risk assessment should also account for differences among the various options, including any restrictions which will be necessary during the construction and startup of a given module to ensure the safe operation of any module already operating.

Sec. 52.48 Standards for review of applications.

Applications filed under this subpart will be reviewed for compliance with the standards set out in 10 CFR part 20, part 50 and its appendices, and parts 73 and 100 as they apply to applications for construction permits and operating licenses for nuclear power plants, and as those standards are technically relevant to the design proposed for the facility.

Sec. 52.49 Fees for review of applications.

The fee charged for the review of an application for the initial issuance or renewal of a standard design certification are set forth in 10 CFR 170.21 and shall be paid in accordance with 10 CFR 170.12.

(56 FR 31499, July 10, 1991)

Sec. 52.51 Administrative review of applications.

(a) A standard design certification is a rule that will be issued in accordance with the provisions of subpart H of 10 CFR part 2, as supplemented by the provisions of this section. The Commission shall initiate the rulemaking after an application has been filed under Sec. 52.45 and shall specify the procedures to be used for the rulemaking.

(b) The rulemaking procedures must provide for notice and comment and an opportunity for an informal hearing before an Atomic Safety and Licensing Board. The procedures for the informal hearing must include the opportunity for written presentations made under oath or affirmation and for oral presentations and questioning if the Board finds them either necessary for the creation of an adequate record or the most expeditious way to resolve controversies. Ordinarily, the questioning in the informal hearing will be done by members of the Board, using either the Board's questions or questions submitted to the Board by the parties. The Board may also request authority from the Commission to use additional procedures, such as direct and cross examination by the parties, or may request that the Commission convene a formal hearing under subpart G of 10 CFR part 2 on specific and substantial disputes of fact, necessary for the Commission's decision, that cannot be resolved with sufficient accuracy except in a formal hearing. The staff will be a party in the hearing.

(c) The decision in such a hearing will be based only on information on which all parties have had an opportunity to comment, either in response to the notice of proposed rulemaking or in the informal hearing. Notwithstanding anything in 10 CFR 2.790 to the contrary, proprietary information will be protected in the same manner and to the same extent as proprietary information submitted in connection with applications for construction permits and operating licenses under 10 CFR part 50, provided that the design certification shall be published in chapter I of this title.

Sec. 52.53 Referral to the ACRS.

The Commission shall refer a copy of the application to the Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS). The ACRS shall report on those portions of the application which concern safety.

Sec. 52.54 Issuance of standard design certification.

After conducting a rulemaking proceeding under Sec. 52.51 on an application for a standard design certification and receiving the report to be submitted by the Advisory Committee on Reactor Safeguards under Sec. 52.53, and upon determining that the application meets the applicable standards and requirements of the Atomic Energy Act and the Commission's regulations, the Commission shall issue a standard design certification in the form of a rule for the design which is the subject of the application.

Sec. 52.55 Duration of certification.

(a) Except as provided in paragraph (b) of this section, a standard design certification issued pursuant to this subpart is valid for fifteen years from the date of issuance.

(b) A standard design certification continues to be valid beyond the date of expiration in any proceeding on an application for a combined license or operating license which references the standard design certification and is docketed either before the date of expiration of the certification, or, if a timely application for renewal of the certification has been filed, before the Commission has determined whether to renew the certification. A design certification also continues to be valid beyond the date of expiration in any hearing held under Sec. 52.103 before operation begins under a combined license which references the design certification.

(c) An applicant for a construction permit or combined license may, at its own risk, reference in its application a design for which a design certification application has been docketed but not granted.

Sec. 52.57 Application for renewal.

(a) Not less than twelve nor more than thirty-six months prior to expiration of the initial fifteen-year period, or any later renewal period, any person may apply for renewal of the certification. An application for renewal must contain all information necessary to bring up to date the information and data contained in the previous application. The Commission will require, prior to renewal of certification, that information normally contained in certain procurement specifications and construction and installation specifications be completed and available for audit if such information is necessary for the Commission to make its safety determination. Notice and comment procedures must be used for a rulemaking proceeding on the application for renewal. The Commission, in its discretion, may require the use of additional procedures in individual renewal proceedings.

(b) A design certification, either original or renewed, for which a timely application for renewal has been filed remains in effect until the Commission has determined whether to renew the certification. If the certification is not renewed, it continues to be valid in certain proceedings, in accordance with the provisions of Sec. 52.55.

(c) The Commission shall refer a copy of the application for renewal to the Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS). The ACRS shall report on those portions of the application which concern safety and shall apply the criteria set forth in Sec. 52.59.

Sec. 52.59 Criteria for renewal.

(a) The Commission shall issue a rule granting the renewal if the design, either as originally certified or as modified during the rulemaking on the renewal, complies with the Atomic Energy Act and

the Commission's regulations applicable and in effect at the time the certification was issued, and any other requirements the Commission may wish to impose after a determination that there is a substantial increase in overall protection of the public health and safety or the common defense and security to be derived from the new requirements and that the direct and indirect costs of implementation of those requirements are justified in view of this increased protection. In addition, the applicant for renewal may request an amendment to the design certification. The Commission shall grant the amendment request if it determines that the amendment will comply with the Atomic Energy Act and the Commission's regulations in effect at the time or renewal. If the amendment request entails such an extensive change to the design certification that an essentially new standard design is being proposed, an application for a design certification shall be filed in accordance with Sec. 52.45 and 52.47 of this part.

(b) Denial of renewal does not bar the applicant, or another applicant, from filing a new application for certification of the design, which proposes design changes which correct the deficiencies cited in the denial of the renewal.

Sec. 52.61 Duration of renewal.

Each renewal of certification for a standard design will be for not less than ten nor more than fifteen years.

Sec. 52.63 Finality of standard design certifications.

(a) (1) Notwithstanding any provision in 10 CFR 50.109, while a standard design certification is in effect under Sec. 52.55 or 52.61, the Commission may not modify, rescind, or impose new requirements on the certification, whether on its own motion, or in response to a petition from any person, unless the Commission determines in a rulemaking that a modification is necessary either to bring the certification or the referencing plants into compliance with the Commission's regulations applicable and in effect at the time the certification was issued, or to assure adequate protection of the public health and safety or the common defense and security. The rulemaking procedures must provide for notice and comment and an opportunity for the party which applied for the certification to request an informal hearing which uses the procedures described in Sec. 52.51 of this subpart.

(2) Any modification the NRC imposes on a design certification rule under paragraph (a)(1) of this section will be applied to all plants referencing the certified design, except those to which the modification has been rendered technically irrelevant by action taken under paragraphs (a)(3), (a)(4), or (b) of this section.

(3) While a design certification is in effect under Sec. 52.55 or Sec. 52.61, unless (i) a modification is necessary to secure compliance with the Commission's regulations applicable and in effect at the time the certification was issued, or to assure adequate protection of the public health and safety or the common defense and security, and (ii) special circumstances as defined in 10 CFR 50.12(a) are present, the Commission may not impose new requirements by plant-specific order on any part of the design of a specific plant referencing the design certification if that part was approved in the design certification. In addition to the factors listed in Sec. 50.12(a), the Commission shall consider whether the special circumstances which Sec. 50.12(a)(2) requires to be present outweigh any decrease in safety that may result from the reduction in standardization caused by the plant-specific order.

(4) Except as provided in 10 CFR 2.758, in making the findings required for issuance of a combined license or operating license, or for any hearing under Sec. 52.103, the Commission shall treat as resolved those matters resolved in connection with the issuance or renewal of a design certification.

(b) (1) An applicant or licensee who references a standard design certification may request an exemption from one or more elements of the design certification. The Commission may grant such a request only if it determines that the exemption will comply with the requirements of 10 CFR 50.12(a). In addition to the factors listed in Sec. 50.12(a), the Commission shall consider whether the special circumstances which Sec. 50.12(a)(2) requires to be present outweigh any decrease in safety that may result from the reduction in standardization caused by the exemption. The granting of an exemption on request of an applicant must be subject to litigation in the same manner as other issues in the operating license or combined license hearing.

(2) Subject Sec. 50.59, a licensee who references a standard design certification may make changes to the design of the nuclear power facility, without prior Commission approval, unless the proposed change involves a change to the design as described in the rule certifying the design. The licensee shall maintain records of all changes to the facility and these records must be maintained and available for audit until the date of termination of the license.

(c) The Commission will require, prior to granting a construction permit, combined license, or operating license which references a standard design certification, that information normally contained in certain procurement specifications and construction and installation specifications be completed and available for audit if such information is necessary for the Commission to make its safety determinations, including the determination that the application is consistent with the certified design. This information may be acquired by appropriate arrangements with the design certification applicant.

Subpart C - COMBINED LICENSES

Sec. 52.71 Scope of subpart.

This subpart sets out the requirements and procedures applicable to Commission issuance of combined licenses for nuclear power facilities.

Sec. 52.73 Relationship to subparts A and B.

An application for a combined license under this subpart may, but need not, reference a standard design certification issued under subpart B of this part or an early site permit issued under subpart A of this part, or both. In the absence of a demonstration that an entity other than the one originally sponsoring and obtaining a design certification is qualified to supply such design, the Commission will entertain an application for a combined license which references a standard design certification issued under subpart B only if the entity that sponsored and obtained the certification supplies the certified design for the applicant's use.

Sec. 52.75 Filing of applications.

Any person except one excluded by 10 CFR 50.38 may file an application for a combined license for a nuclear power facility with the Director of Nuclear Reactor Regulation. The applicant shall comply with the filing requirements of 10 CFR 50.4 and 50.30 (a) and (b), except for paragraph (b)(6) of Sec. 50.4, as they would apply to an application for a nuclear power plant construction permit. The fees associated with the filing and review of the application are set out in 10 CFR part 170.

Sec. 52.77 Contents of applications; general information.

The application must contain all of the information required by 10 CFR 50.33, as that section would apply to applicants for construction permits and operating licenses, and 10 CFR 50.33a, as that section would apply to an applicant for a nuclear power plant construction permit. In particular, the

applicant shall comply with the requirement of Sec. 50.33a(b) regarding the submission of antitrust information.

Sec. 52.78 Contents of applications; training and qualification of nuclear power plant personnel.

(a) Applicability. The requirements of this section apply only to the personnel associated with the operating phase of the combined licenses.

(b) The application must demonstrate compliance with the requirements for training programs established in Sec. 50.120 of this chapter.

(58 FR 21912, Apr. 26, 1993)

Sec. 52.79 Contents of applications; technical information.

(a) (1) In general, if the application references an early site permit, the application need not contain information or analyses submitted to the Commission in connection with the early site permit, but must contain, in addition to the information and analyses otherwise required, information sufficient to demonstrate that the design of the facility falls within the parameters specified in the early site permit, and to resolve any other significant environmental issue not considered in any previous proceeding on the site or the design.

(2) If the application does not reference an early site permit, the applicant shall comply with the requirements of 10 CFR 50.30(f) by including with the application an environmental report prepared in accordance with the provisions of subpart A of 10 CFR part 51.

(3) If the application does not reference an early site permit which contains a site redress plan as described in Sec. 52.17(c), and if the applicant wishes to be able to perform the activities at the site allowed by 10 CFR 50.10(e)(1), then the application must contain the information required by Sec. 52.17(c).

(b) The application must contain the technically relevant information required of applicants for an operating license by 10 CFR 50.34. The final safety analysis report and other required information may incorporate by reference the final safety analysis report for a certified standard design. In particular, an application referencing a certified design must describe those portions of the design which are site-specific, such as the service water intake structure and the ultimate heat sink. An application referencing a certified design must also demonstrate compliance with the interface requirements established for the design under Sec. 52.47(a)(1), and have available for audit procurement specifications and construction and installation specifications in accordance with Sec. 52.47(a)(2). If the application does not reference a certified design, the application must comply with the requirements of Sec. 52.47(a)(2) for level of design information, and shall contain the technical information required by Sec. 52.47(a)(1) (i), (ii), (iv), and (v) and (3), and, if the design is modular, Sec. 52.47(b)(3).

(c) The application for a combined license must include the proposed inspections, tests and analyses, including those applicable to emergency planning, which the licensee shall perform and the acceptance criteria therefor which are necessary and sufficient to provide reasonable assurance that, if the inspections, tests and analyses are performed and the acceptance criteria met, the facility has been constructed and will operate in conformity with the combined license, the provisions of the Atomic Energy Act, and the NRC's regulations. Where the application references a certified standard design, the inspections, tests, analyses and acceptance criteria contained in the certified design must apply to those portions of the facility design which are covered by the design certification.

(d) The application must contain emergency plans which provide reasonable assurance that adequate protective measures can and will be taken in the event of a radiological emergency at the site.

(1) If the application references an early site permit, the application may incorporate by reference emergency plans, or major features of emergency plans, approved in connection with the issuance of the permit.

(2) If the application does not reference an early site permit, or if no emergency plans were approved in connection with the issuance of the permit, the applicant shall make good faith efforts to obtain certifications from the local and State governmental agencies with emergency planning responsibilities (i) that the proposed emergency plans are practicable, (ii) that these agencies are committed to participating in any further development of the plans, including any required field demonstrations, and (iii) that these agencies are committed to executing their responsibilities under the plans in the event of an emergency. The application must contain any certifications that have been obtained. If these certifications cannot be obtained, the application must contain information, including a utility plan, sufficient to show that the proposed plans nonetheless provide reasonable assurance that adequate protective measures can and will be taken in the event of a radiological emergency at the site. (54 FR 15386, Apr. 18, 1989, as amended at 57 FR 60978, Dec. 23, 1992)

Sec. 52.81 Standards for review of applications.

Applications filed under this subpart will be reviewed according to the standards set out in 10 CFR parts 20, 50, 51, 55, 73, and 100 as they apply to applications for construction permits and operating licenses for nuclear power plants, and as those standards are technically relevant to the design proposed for the facility.

Sec. 52.83 Applicability of part 50 provisions.

Unless otherwise specifically provided for in this subpart, all provisions of 10 CFR part 50 and its appendices applicable to holders of construction permits for nuclear power reactors also apply to holders of combined licenses issued under this subpart. Similarly, all provisions of 10 CFR part 50 and its appendices applicable to holders of operating licenses also apply to holders of combined licenses issued under this subpart, once the Commission has made the findings required under Sec. 52.99, provided that, as applied to a combined license, 10 CFR 50.51 must require that the initial duration of the license may not exceed 40 years from the date on which the Commission makes the findings required under Sec. 52.99. However, any limitations contained in part 50 regarding applicability of the provisions to certain classes of facilities continue to apply. Provisions of 10 CFR part 50 that do not apply to holders of combined licenses issued under this subpart include Sec. 50.55 (a), (b) and (d), and 50.58.

(57 FR 60978, Dec. 23, 1992)

Sec. 52.85 Administrative review of applications.

A proceeding on a combined license is subject to all applicable procedural requirements contained in 10 CFR part 2, including the requirements for docketing (Sec. 2.101) and issuance of a notice of hearing (Sec. 2.104). All hearings on combined licenses are governed by the procedures contained in part 2, subpart G.

Sec. 52.87 Referral to the ACRS.

The Commission shall refer a copy of the application to the Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS). The ACRS shall report on those portions of the application which concern

safety and shall apply the criteria set forth in Sec. 52.81, in accordance with the finality provisions of this part.

Sec. 52.89 Environmental review.

If the application references an early site permit or a certified standard design, the environmental review must focus on whether the design of the facility falls within the parameters specified in the early site permit and any other significant environmental issue not considered in any previous proceeding on the site or the design. If the application does not reference an early site permit or a certified standard design, the environmental review procedures set out in 10 CFR part 51 must be followed, including the issuance of a final environmental impact statement, but excluding the issuance of a supplement under Sec. 51.95(a).

Sec. 52.91 Authorization to conduct site activities.

(a) (1) If the application references an early site permit which contains a site redress plan as described in Sec. 52.17(c) the applicant is authorized by Sec. 52.25 to perform the site preparation activities described in 10 CFR 50.10(e)(1).

(2) If the application does not reference an early site permit which contains a redress plan, the applicant may not perform the site preparation activities allowed by 10 CFR 50.10(e)(1) without first submitting a site redress plan in accord with Sec. 52.79(a)(3) and obtaining the separate authorization required by 10 CFR 50.10(e)(1). Authorization must be granted only after the presiding officer in the proceeding on the application has made the findings and determination required by 10 CFR 50.10(e)(2) and has determined that the site redress plan meets the criteria in Sec. 52.17(c).

(3) Authorization to conduct the activities described in 10 CFR 50.10(e)(3)(i) may be granted only after the presiding officer in the combined license proceeding makes the additional finding required by 10 CFR 50.10(e)(3)(ii).

(b) If, after an applicant for a combined license has performed the activities permitted by paragraph (a) of this section, the application for the license is withdrawn or denied, and the early site permit referenced by the application expires, then the applicant shall redress the site in accord with the terms of the site redress plan. If, before redress is complete, a use not envisaged in the redress plan is found for the site or parts thereof, the applicant shall carry out the redress plan to the greatest extent possible consistent with the alternate use.

Sec. 52.93 Exemptions and variances.

(a) Applicants for a combined license under this subpart, or any amendment to a combined license, may include in the application a request, under 10 CFR 50.12, for an exemption from one or more of the Commission's regulations, including any part of a design certification rule. The Commission shall grant such a request if it determines that the exemption will comply with the requirements of 10 CFR 50.12(a) or 52.63(b)(1) if the exemption includes any part of the design certification rule.

(b) An applicant for a combined license, or any amendment to a combined license, who has filed an application referencing an early site permit issued under this subpart may include in the application a request for a variance from one or more elements of the permit. In determining whether to grant the variance, the Commission shall apply the same technically relevant criteria as were applicable to the application for the original or renewed site permit. Issuance of the variance must be subject to litigation during the combined license proceeding in the same manner as other issues material to that proceeding.

Sec. 52.97 Issuance of combined licenses.

(a) The Commission shall issue a combined license for a nuclear power facility upon finding that the applicable requirements of 10 CFR 50.40, 50.42, 50.43, 50.47, and 50.50 have been met, and that there is reasonable assurance that the facility will be constructed and operated in conformity with the license, the provisions of the Atomic Energy Act, and the Commission's regulations.

(b) (1) The Commission shall identify within the combined license the inspections, tests, and analyses, including those applicable to emergency planning, that the licensee shall perform, and the acceptance criteria that, if met, are necessary and sufficient to provide reasonable assurance that the facility has been constructed and will be operated in conformity with the license, the provisions of the atomic Energy Act, and the Commission's rules and regulations.

(2) (i) Any modification to, addition to, or deletion from the terms of a combined construction and operating license, including any modification to, addition to, or deletion from the inspections, tests, analyses, or related acceptance criteria contained in the license is a proposed amendment to the license. There must be an opportunity for a hearing on these amendments.

(ii) The Commission may issue and make immediately effective any amendment to a combined construction and operating license upon a determination by the Commission that the amendment involves no significant hazards consideration, notwithstanding the pendency before the Commission of a request for a hearing from any person. The amendment may be issued and made immediately effective in advance of the holding and completion of any required hearing. The amendment will be processed in accordance with the procedures specified in 10 CFR 50.91.

(54 FR 15386, Apr. 18, 1989, as amended at 57 FR 60978, Dec. 23, 1992)

Sec. 52.99 Inspection during construction.

After issuance of a combined license, the Commission shall ensure that the required inspections, tests, and analyses are performed and, prior to operation of the facility, shall find that the prescribed acceptance criteria are met. Holders of combined licenses shall comply with the provisions of 10 CFR 50.70 and 50.71. At appropriate intervals during construction, the NRC staff shall publish in the Federal Register notices of the successful completion of inspections, tests, and analyses.

(57 FR 60978, Dec. 23, 1992)

Sec. 52.103 Operation under a combined license.

(a) Not less than one hundred and eighty days before the date scheduled for initial loading of fuel into a plant by a licensee that has been issued a combined construction permit and operating license under subpart C of this part, the Commission shall publish in the Federal Register notice of intended operation. That notice shall provide that any person whose interest may be affected by operation of the plant, may within sixty days request the Commission to hold a hearing on whether the facility as constructed complies, or on completion will comply, with the acceptance criteria of the license.

(b) A request for hearing under paragraph (a) of this section shall show, prima facie, that:

(1) One or more of the acceptance criteria in the combined license have not been, or will not be met; and

(2) The specific operational consequences of nonconformance that would be contrary to providing reasonable assurance of adequate protection of the public health and safety.

(c) After receiving a request for a hearing, the Commission expeditiously shall either deny or grant the request. If the request is granted, the Commission shall determine, after considering petitioners' prima facie showing and any answers thereto, whether during a period of interim operation, there will be reasonable assurance of adequate protection of the public health and safety. If the Commission determines that there is such reasonable assurance, it shall allow operation during an interim period under the combined license.

(d) The Commission, in its discretion, shall determine appropriate hearing procedures, whether informal or formal adjudicatory, for any hearing under paragraph (a) of this section, and shall state its reasons therefor.

(e) The Commission shall, to the maximum possible extent, render a decision on issues raised by the hearing request within one hundred and eighty days of the publication of the notice provided by paragraph (a) of this section or the anticipated date for initial loading of fuel into the reactor, whichever is later.

(f) A petition to modify the terms and conditions of the combined license will be processed as a request for action in accord with 10 CFR 2.206. The petitioner shall file the petition with the Secretary of the Commission. Before the licensed activity allegedly affected by the petition (fuel loading, low power testing, etc.) commences, the Commission shall determine whether any immediate action is required. If the petition is granted, then an appropriate order will be issued. Fuel loading and operation under the combined license will not be affected by the granting of the petition unless the order is made immediately effective.

(g) Prior to operation of the facility, the Commission shall find that the acceptance criteria in the combined license are met. If the combined license is for a modular design, each reactor module may require a separate finding as construction proceeds.

(57 FR 60978, Dec. 23, 1992)

Subpart D - VIOLATIONS

Sec. 52.111 Violations.

(a) The Commission may obtain an injunction or other court order to prevent a violation of the provisions of:

(1) The Atomic Energy Act of 1954, as amended;

(2) Title II of the Energy Reorganization Act of 1974, as amended; or

(3) A regulation or order issued pursuant to those Acts.

(b) The Commission may obtain a court order for the payment of a civil penalty imposed under section 234 of the Atomic Energy Act:

(1) For violations of:

(i) Section 53, 57, 62, 63, 81, 82, 101, 103, 104, 107, or 109 of the Atomic Energy Act of 1954, as amended;

(ii) Section 206 of the Energy Reorganization Act;

(iii) Any rule, regulation, or order issued pursuant to the sections specified in paragraph (b)(1)(i) of this section;

(iv) Any term, condition, or limitation of any license issued under the sections specified in paragraph (b)(1)(i) of this section.

(2) For any violation for which a license may be revoked under section 186 of the Atomic Energy Act of 1954, as amended.

(57 FR 55075, Nov. 24, 1992)

Sec. 52.113 Criminal penalties.

(a) Section 223 of the Atomic Energy Act of 1954, as amended, provides for criminal sanctions for willful violation of, attempted violation of, or conspiracy to violate, any regulation issued under sections 161b, 161i, or 161o of the Act. For purposes of section 223, all the regulations in part 52 are issued under one or more of sections 161b, 161i, or 160o, except for the sections listed in paragraph (b) of this section.

(b) The regulations in part 52 that are not issued under sections 161b, 161i, or 161o for the purposes of section 223 are as follows: Sec. 52.1, 52.3, 52.5, 52.8, 52.11, 52.13, 52.15, 52.17, 52.18, 52.19, 52.21, 52.23, 52.24, 52.27, 52.29, 52.31, 52.33, 52.37, 52.39, 52.41, 52.43, 52.45, 52.47, 52.48, 52.49, 52.51, 52.53, 52.54, 52.55, 52.57, 52.59, 52.61, 52.71, 52.73, 52.75, 52.77, 52.78, 52.79, 52.81, 52.83, 52.85, 52.87, 52.89, 52.93, 52.97, 52.103, 52.111, and 52.113.

(57 FR 55075, Nov. 24, 1992, as amended at 58 FR 21912, Apr. 26, 1993)

APPENDICES

APPENDICES A-L TO PART 52 - (RESERVED)

APPENDIX M TO PART 52 - STANDARDIZATION OF DESIGN; MANUFACTURE OF NUCLEAR POWER REACTORS; CONSTRUCTION AND OPERATION OF NUCLEAR POWER REACTORS MANUFACTURED PURSUANT TO COMMISSION LICENSE

Section 101 of the Atomic Energy Act of 1954, as amended, and Sec. 50.10 of this chapter require a Commission license to transfer or receive in interstate commerce, manufacture, produce, transfer, acquire, possess, use, import, or export any production or utilization facility. The regulations in part 50 require the issuance of a construction permit by the Commission before commencement of construction of a production or utilization facility, and the issuance of an operating license before operation of the facility. The provisions of part 50 relating to the facility licensing process are, in general, predicated on the assumption that the facility will be assembled and constructed on the site at which it is to be operated. In those circumstances, both facility design and site-related issues can be considered in the initial, construction permit stage of the licensing process. However, under the Atomic Energy Act, a license may be sought and issued authorizing the manufacture of facilities but not their construction and installation at the sites on which the facilities are to be operated. Prior to the 'commencement of construction', as defined in Sec. 50.10(c) of this chapter of a facility (manufactured pursuant to such a Commission license) on the site at which it is to operate - that is preparation of the site and installation of the facility - a construction permit that, among other things, reflects approval of the site on which the facility is to be operated, must be issued by the Commission. This appendix sets out the particular requirements and provisions applicable to such situations where nuclear power reactors to be manufactured pursuant to a Commission license and subsequently installed at the site pursuant to a Commission construction permit, are of the type described in Sec. 50.22 of this chapter. It thus codifies one approach to the standardization of nuclear power reactors.

1. Except as otherwise specified in this appendix or as the context otherwise indicates, the provisions in part 50 applicable to construction permits, including the requirement in Sec. 50.58 of this chapter for review of the application by the Advisory Committee on Reactor

Safeguards and the holding of a public hearing, apply in context, with respect to matters of radiological health and safety, environmental protection, and the common defense and security, to licenses pursuant to this appendix M to manufacture nuclear power reactors (manufacturing licenses) to be operated at sites not identified in the license application.

2. An application for a manufacturing license pursuant to this appendix M must be submitted, as specified in Sec. 50.4 of this chapter and meet all the requirements of Sec. 50.34 (a) (1)-(9) and 50.34a (a) and (b) of this chapter except that the preliminary safety analysis report shall be designated as a 'design report' and any required information or analyses relating to site matters shall be predicated on postulated site parameters which must be specified in the application. The application must also include information pertaining to design features of the proposed reactor(s) that affect plans for coping with emergencies in the operation of the reactor(s).

3. An applicant for a manufacturing license pursuant to this appendix M shall submit with his application an environmental report as required of applicants for construction permits in accordance with subpart A of part 51 of this chapter, provided, however, that such report shall be directed at the manufacture of the reactor(s) at the manufacturing site; and, in general terms, at the construction and operation of the reactor(s) at a hypothetical site or sites having characteristics that fall within the postulated site parameters. The related draft and final environmental impact statement prepared by the Commission's regulatory staff will be similarly directed.

4. (a) Sections 50.10 (b) and (c), 50.12(b), 50.23, 50.30(d), 50.34(a)(10), 50.34a(c), 50.35 (a) and (c), 50.40(a), 50.45, 50.55(d), 50.56 of this chapter and appendix J of part 50 do not apply to manufacturing licenses. Appendices E and H of part 50 apply to manufacturing licenses only to the extent that the requirements of these appendices involve facility design features.

   (b) The financial information submitted pursuant to Sec. 50.33(f) of this chapter and appendix C of part 50 shall be directed at a demonstration of the financial qualifications of the applicant for the manufacturing license to carry out the manufacturing activity for which the license is sought.

5. The Commission may issue a license to manufacture one or more nuclear power reactors to be operated at sites not identified in the license application if the Commission finds that:

   (a) The applicant has described the proposed design of and the site parameters postulated for the reactor(s), including, but not limited to, the principal architectural and engineering criteria for the design, and has identified the major features of components incorporated therein for the protection of the health and safety of the public.

   (b) Such further technical or design information as may be required to complete the design report and which can reasonably be left for later consideration, will be supplied in a supplement to the design report.

   (c) Safety features or components, if any, which require research and development have been described by the applicant and the applicant has identified, and there will be conducted a research and development program reasonably designed to resolve any safety questions associated with such features of components; and

   (d) On the basis of the foregoing, there is reasonable assurance that (i) such safety questions will be satisfactorily resolved before any of the proposed nuclear power reactor(s) are removed from the manufacturing site and (ii) taking into consideration the site criteria contained in part 100 of this chapter, the proposed reactor(s) can be constructed and operated at sites having characteristics that fall within the site

parameters postulated for the design of the reactor(s) without undue risk to the health and safety of the public.

(e) The applicant is technically and financially qualified to design and manufacture the proposed nuclear power reactor(s).

(f) The issuance of a license to the applicant will not be inimical to the common defense and security or to the health and safety of the public.

(g) On the basis of the evaluations and analyses of the environmental effects of the proposed action required by subpart A of part 51 of this chapter and paragraph 3 of this appendix, the action called for is the issuance of the license. Note: When an applicant has supplied initially all of the technical information required to complete the application, including the final design of the reactor(s), the findings required for the issuance of the license will be appropriately modified to reflect that fact.

6. Each manufacturing license issued pursuant to this appendix will specify the number of nuclear power reactors authorized to be manufactured and the latest date for the completion of the manufacture of all such reactors. Upon good cause shown, the Commission will extend such completion date for a reasonable period of time.

7. The holder of a manufacturing license issued pursuant to this appendix M shall submit to the Commission the final design of the nuclear power reactor(s) covered by the license as soon as such design has been completed. Such submittal shall be in the form of an application for amendment of the manufacturing license.

8. The prohibition in Sec. 50.10(c) of this chapter against commencement of construction of a production or utilization facility prior to issuance of a construction permit applies to the transport of a nuclear power reactor(s) manufactured pursuant to this appendix from the manufacturing facility to the site at which the reactor(s) will be installed and operated. In addition, such nuclear power reactor(s) shall not be removed from the manufacturing site until the final design of the reactor(s) has been approved by the Commission in accordance with paragraph 7.

9. An application for a permit to construct a nuclear power reactor(s) which is the subject of an application for a manufacturing license pursuant to this appendix M need not contain such information or analyses as have previously been submitted to the Commission in connection with the application for a manufacturing license, but shall by Sec. 50.34(a) and 50.34a of this chapter, sufficient information to demonstrate that the site on which the reactor(s) is to be operated falls within the postulated site parameters specified in the relevant manufacturing license application.

10. The Commission may issue a permit to construct a nuclear power reactor(s) which is the subject of an application for a manufacturing license pursuant to this appendix M if the Commission (a) finds that the site on which the reactor is to be operated falls within the postulated site parameters specified in the relevant application for a manufacturing license and (b) makes the findings otherwise required by part 50. In no event will a construction permit be issued until the relevant manufacturing license has been issued.

11. An operating license for a nuclear power reactor(s) that has been manufactured under a Commission license issued pursuant to this appendix M may be issued by the Commission pursuant to Sec. 50.57 and subpart A of part 51 of this chapter except that the Commission shall find, pursuant to Sec. 50.57(a)(1), that construction of the reactor(s) has been substantially completed in conformity with both the manufacturing license and the construction permit and the applications therefor, as amended, and the provisions of the Act, and the rules and regulations of the Commission. Notwithstanding the other provisions

of this paragraph, no application for an operating license for a nuclear power reactor(s) that has been manufactured under a Commission license issued pursuant to this appendix M will be docketed until the application for an amendment to the relevant manufacturing license required by paragraph 7 has been docketed.

12. In making the findings required by this part for the issuance of a construction permit or an operating license for a nuclear power reactor(s) that has been manufactured under a Commission license issued pursuant to this appendix, or an amendment to such a manufacturing license, construction permit, or operating license, the Commission will treat as resolved those matters which have been resolved at an earlier stage of the licensing process, unless there exists significant new information that substantially affects the conclusion(s) reached at the earlier stage or other good cause.

APPENDIX N TO PART 52 - STANDARDIZATION OF NUCLEAR POWER PLANT DESIGNS: LICENSES TO CONSTRUCT AND OPERATE NUCLEAR POWER REACTORS OF DUPLICATE DESIGN AT MULTIPLE SITES

Section 101 of the Atomic Energy Act of 1954, as amended, and Sec. 50.10 of this chapter require a Commission license to transfer or receive in interstate commerce, manufacture, produce, transfer, acquire, possess, use, import or export any production or utilization facility. The regulations in part 50 require the issuance of a construction permit by the Commission before commencement of construction of a production or utilization facility, except as provided in Sec. 50.10(e) of this chapter, and the issuance of an operating license before the operation of the facility. The Commission's regulations in part 2 of this chapter specifically provide for the holding of hearings on particular issues separately from other issues involved in hearings in licensing proceedings (Sec. 2.761a, appendix A, section I(c)), and for the consolidation of adjudicatory proceedings and of the presentations of parties in adjudicatory proceedings such as licensing proceedings (Sec. 2.715a, 2.716). This appendix sets out the particular requirements and provisions applicable to situations in which applications are filed by one or more applicants for licenses to construct and operate nuclear power reactors of essentially the same design to be located at different sites[6].

1. Except as otherwise specified in this appendix or as the context otherwise indicates, the provisions of part 50, applicable to construction permits and operating licenses, including the requirement in Sec. 50.58 of this chapter for review of the application by the Advisory Committee on Reactor Safeguards and the holding of public hearings, apply to construction permits and operating license subject to this appendix N.

2. Applications for construction permits submitted pursuant to this appendix must include the information required by Sec. 50.33, 50.33a, 50.34(a) and 50.34a (a) and (b) of this chapter, and be submitted as specified in Sec. 50.4 of this chapter. The applicant shall also submit the information required by Sec. 51.50 of this chapter. For the technical information required by Sec. 50.34(a) (1) through (5) and (8) and 50.34a (a) and (b) of this chapter, reference may be made to a single preliminary safety analysis of the design[7] which, for the purposes of Sec. 50.34(a)(1) includes one set of site parameters postulated for the design of the reactors, and an analysis and evaluation of the reactors in terms of such postulated site parameters. Such single preliminary safety analysis shall also include information pertaining to design features of the

[6] If the design for the power reactor(s) proposed in a particular application is not identical to the others, that application may not be processed under this appendix and subpart D of part 2 of this chapter.

[7] As used in this appendix, the design of a nuclear power reactor included in a single referenced safety analysis report means the design of those structures, systems and components important to radiological health and safety and the common defense and security.

proposed reactors that affect plans for coping with emergencies in the operation of the reactors, and shall describe the quality assurance program with respect to aspects of design, fabrication, procurement and construction that are common to all of the reactors.

3. Applications for operating licenses submitted pursuant to this appendix N shall include the information required by Sec. 50.33, 50.34 (b) and (c), and 50.34a(c) of this chapter. The applicant shall also submit the information required by Sec. 51.53 of this chapter. For the technical information required by Sec. 50.34(b) (2) through (5) and 50.34a(c), reference may be made to a single final safety analysis of the design.

APPENDIX O TO PART 52 - STANDARDIZATION OF DESIGN: STAFF REVIEW OF STANDARD DESIGNS

This appendix sets out procedures for the filing, staff review and referral to the Advisory Committee on Reactor Safeguards of standard designs for a nuclear power reactor of the type described in Sec. 50.22 of this chapter or major portions thereof.

1. Any person may submit a proposed preliminary of final standard design for a nuclear power reactor of the type described in Sec. 50.22 to the regulatory staff for its review. Such a submittal may consist of either the preliminary or final design for the entire reactor facility or the preliminary or final design of major portions thereof.

2. The submittal for review of the standard design must be made in the same manner and in the same number of copies as provided in Sec.50.4 and 50.30 of this chapter for license applications.

3. The submittal for review of the standard design shall include the information described in Sec. 50.33 (a) through (d) of this chapter and the applicable technical information required by Sec. 50.34 (a) and (b), as appropriate, and 50.34a of this chapter (other than that required by Sec. 50.34(a) (6) and (10), 50.34(b)(1), (6) (i), (ii), (iv), and (v) and 50.34(b) (7) and (8)). The submittal shall also include a description, analysis and evaluation of the interfaces between the submitted design and the balance of the nuclear power plant. With respect to the requirements of Sec. 50.34(a)(1) of this chapter, the submittal for review of a standard design shall include the site parameters postulated for the design, and an analysis and evaluation of the design in terms of such postulated site parameters. The information submitted pursuant to Sec. 50.34(a)(7) of this chapter, shall be limited to the quality assurance program to be applied to the design, procurement and fabrication of the structures, systems, and components for which design review has been requested and the information submitted pursuant to Sec. 50.34(a)(9) of this chapter shall be limited to the qualifications of the person submitting the standard design to design the reactor or major portion thereof. The submittal shall also include information pertaining to design features that affect plans for coping with emergencies in the operation of the reactor or major portion thereof.

4. Once the regulatory staff has initiated a technical review of a submittal under this appendix, the submittal will be referred to the Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS) for a review and report.

5. Upon completion of their review of a submittal under this appendix, the regulatory staff shall publish in the Federal Register a determination as to whether or not the preliminary or final design is acceptable, subject to such conditions as may be appropriate, and make available in the Public Document Room an analysis of the design in the form of a report. An approved design shall be utilized by and relied upon by the regulatory staff and the ACRS in their review of any individual facility license application which incorporates by reference a design approved in accordance with this paragraph unless there exists significant new information which substantially affects the earlier determination or other good cause.

6. The determination and report by the regulatory staff shall not constitute a commitment to issue a permit or license, or in any way affect the authority of the Commission, Atomic Safety and Licensing Appeal Panel, Atomic Safety and Licensing Board Panel, and other presiding officers in any proceeding under subpart G of part 2 of this chapter.
7. Information requests to the approval holder regarding an approved design shall be evaluated prior to issuance to ensure that the burden to be imposed on respondents is justified in view of the potential safety significance of the issue to be addressed in the requested information. Each such evaluation performed by the NRC staff shall be in accordance with 10 CFR 50.54(f) and shall be approved by the Executive Director for Operations or his or her designee prior to issuance of the request.

APPENDIX P TO PART 52 - (RESERVED)

APPENDIX Q TO PART 52 - PRE-APPLICATION EARLY REVIEW OF SITE SUITABILITY ISSUES

This appendix sets out procedures for the filing, Staff review, and referral to the Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS) of requests for early review of one or more site suitability issues relating to the construction and operation of certain utilization facilities separately from and prior to the submittal of applications for construction permits for the facilities. The appendix also sets out procedures for the preparation and issuance of Staff Site Reports and for their incorporation by reference in applications for the construction and operation of certain utilization facilities. The utilization facilities are those which are subject to Sec. 51.20(b) of this chapter and are of the type specified in Sec. 50.21(b) (2) or (3) or Sec. 50.22 of this chapter or are testing facilities. This appendix does not apply to proceedings conducted pursuant to subpart F or part 2 of this chapter.

1. Any person may submit information regarding one or more site suitability issues to the Commission's Staff for its review separately from and prior to an application for a construction permit for a facility. Such a submittal shall be accompanied by any fee required by part 170 of this chapter and shall consist of the portion of the information required of applicants for construction permits by Sec. 50.33 (a)-(c) and (e) of this chapter, and, insofar as it relates to the issue(s) of site suitability for which early review is sought, by Sec. 50.34(a)(1) and 50.30(f) of this chapter, except that information with respect to operation of the facility at the projected initial power level need not be supplied.
2. The submittal for early review of site suitability issue(s) must be made in the same manner and in the same number of copies as provided in Sec. 50.4 and 50.30 of this chapter for license applications. The submittal must include sufficient information concerning range of postulated facility design and operation parameters to enable the Staff to perform the requested review of site suitability issues. The submittal must contain suggested conclusions on the issues of site suitability submitted for review and must be accompanied by a statement of the bases or the reasons for those conclusions. The submittal must also list, to the extent possible, any long-range objectives for ultimate development of the site, state whether any site selection process was used in preparing the submittal, describe any site selection process used, and explain what consideration, if any, was given to alternative sites.
3. The staff shall publish a note of docketing of the submittal in the Federal Register, and shall send a copy of the notice of docketing to the Governor or other appropriate official of the State in which the site is located. This notice shall identify the location of the site, briefly describe the site suitability issue(s) under review, and invite comments from Federal, State, and local agencies and interested persons within 120 days of publication or such other time as may be

specified, for consideration by the staff in connection with the initiation or outcome of the review and, if appropriate by the ACRS, in connection with the outcome of their review. The person requesting review shall serve a copy of the submittal on the Governor or other appropriate official of the State in which the site is located, and on the chief executive of the municipality in which the site is located or, if the site is not located in a municipality, on the chief executive of the county. The portion of the submittal containing information requested of applicants for construction permits by Sec. 50.33 (a)-(c) and (e) and 50.34(a)(1) of this chapter will be referred to the ACRS for a review and report. There will be no referral to the ACRS unless early review of the site safety issues under Sec. 50.34(a)(1) is requested.

4. Upon completion of review by the staff and, if appropriate by the ACRS, of a submittal under this appendix, the staff shall prepare a Staff Site Report which shall identify the location of the site, state the site suitability issues reviewed, explain the nature and scope of the review, state the conclusions of the staff regarding the issues reviewed and state the reasons for those conclusions. Upon issuance of a Staff Site Report, the staff shall publish a notice of the availability of the report in the Federal Register and shall place copies of the report in the Commission's Public Document at 2120 L Street NW., Lower Level (Room LL-6), Washington, DC 20037, and in a Local Public Document Room(s) located near the site identified in the Staff Site Report. The staff shall also send a copy of the report to the Governor or other appropriate official of the State in which the site is located, and to the chief executive of the municipality in which the site is located or, if the site is not located in a municipality, to the chief executive of the county.

5. Any Staff Site Report prepared and issued in accordance with this appendix may be incorporated by reference, as appropriate, in an application for a construction permit for a utilization facility which is subject to Sec. 51.20(b) of this chapter and is of the type specific in Sec. 50.21(b) (2) or (3) or Sec. 50.22 of this chapter or is a testing facility. The conclusions of the Staff Site Report will be reexamined by the staff where five years or more have elapsed between the issuance of the Staff Site Report and its incorporation by reference in a construction permit application.

6. Issuance of a Staff Site Report shall not constitute a commitment to issue a permit or license, to permit on-site work under Sec. 50.10(e) of this chapter, or in any way affect the authority of the Commission, Atomic Safety and Licensing Appeal Panel, Atomic Safety and Licensing Board Panel, and other presiding officers in any proceeding under subpart F and/or G of part 2 of this chapter.

The staff will not conduct more than one review of site suitability issues with regard to a particular site prior to the full construction permit review required by subpart A of part 51 of this chapter. The staff may decline to prepare and issue a Staff Site Report in response to a submittal under this appendix where it appears that, (a) in cases where no review of the relative merits of the submitted site and alternative sites under subpart A of part 51 of this chapter is requested, there is a reasonable likelihood that further staff review would identify one or more preferable alternative sites and the staff review of one or more site suitability issues would lead to an irreversible and irretrievable commitment of resources prior to the submittal of the analysis of alternative sites in the Environmental Report that would prejudice the later review and decision on alternative sites under subpart F and/or G of part 2 and subpart A of part 51 of this chapter; or (b) in cases where, in the judgment of the staff, early review of any site suitability issue or issues would not be in the public interest, considering (1) the degree of likelihood that any early findings on those issues would retain their validity in later reviews, (2) the objections, if any, of cognizant state or local government agencies to the conduct of an early review on those issues, and (3) the possible effect on the public interest of having an early, if not necessarily conclusive, resolution of those issues.

2.10 EUR: European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants

Il documento è stato elaborato da alcune delle maggiori Utilities europee, che hanno aderito alla iniziativa promossa da EDF alla fine del 1991.

Le Utilities europee che partecipano all'impresa, iniziata nel 1992 con 5 partners, sono attualmente 9:

- EDF (F)
- ENEL SpA (I)
- KEMA (NL)
- British/Energy / Nuclear Electric (UK)
- Tractebel (B)
- UNESA (E)
- VDEW (D)
- Vattenfall/FKA (S)
- IVO e TVO (FL)

UAK (CH) e Rosenergoatom (R) sono state ammesse come membri associati nel 1998, in attesa di una loro ammissione definitiva come membri a pieno titolo.

Il documento, finalizzato alla definizione delle linee guida per lo sviluppo del progetto di impianti nucleari ad acqua leggera da costruirsi in Europa, tende a promuovere l'armonizzazione in ambito europeo dei principali aspetti relativi alla progettazione, alla costruzione ed all'esercizio degli impianti nucleari. Tra le principali tematiche prese in considerazione figurano:

- obbiettivi e criteri di sicurezza;
- dati ambientali di riferimento e metodologie di progetto;
- informazioni necessarie per le valutazioni economiche;
- requisiti generali di progetto dell'impianto;
- requisiti di progetto per i principali sistemi e componenti;
- normative, standards industriali e specifiche per l'approvvigionamento delle componenti.

I benefici che le Utilities aderenti all'iniziativa si attendono, sono essenzialmente di due tipi:

- migliorare l'accettabilità pubblica dell'energia nucleare con l'adozione di criteri e requisiti di sicurezza, comuni a livello europeo, che soddisfino la esigenza odierna di elevatissimi standards di sicurezza e di limitazione dell'impatto ambientale;
- rafforzare la competitività economica dell'energia nucleare, da ottenersi sia mediante una riduzione dei costi conseguente a processi di standardizzazione e di semplificazione, sia richiedendo prestazioni di reale eccellenza agli impianti della nuova generazione.

2.10.1 Struttura del Documento

Il documento EUR cui si fa riferimento diviso in quattro volumi (Figura 2.4), secondo quanto di seguito riportato:

Volume 1 "Main Policies and Top Tier Requirements" - nel quale sono riassunti gli obbiettivi strategici e le principali scelte progettuali.

Volume 2 "Generic Nuclear Island Requirements" - nel quale sono esposti i requisiti generali e le opzioni delle Utilities relativamente ai sistemi facenti parte dell'isola nucleare.

Volume 3 "Specific Nuclear Island Requirements" - nel quale sono esposti i requisiti specifici di ogni impianto considerato di interesse dalle singole Utilities, incluso l'analisi della rispondenza dello specifico impianto ai requisiti esposti nel Volume 2.

Volume 4 "Generic Conventional Island Requirements" - nel quale sono esposti i requisiti generali della parte convenzionale dell'impianto.

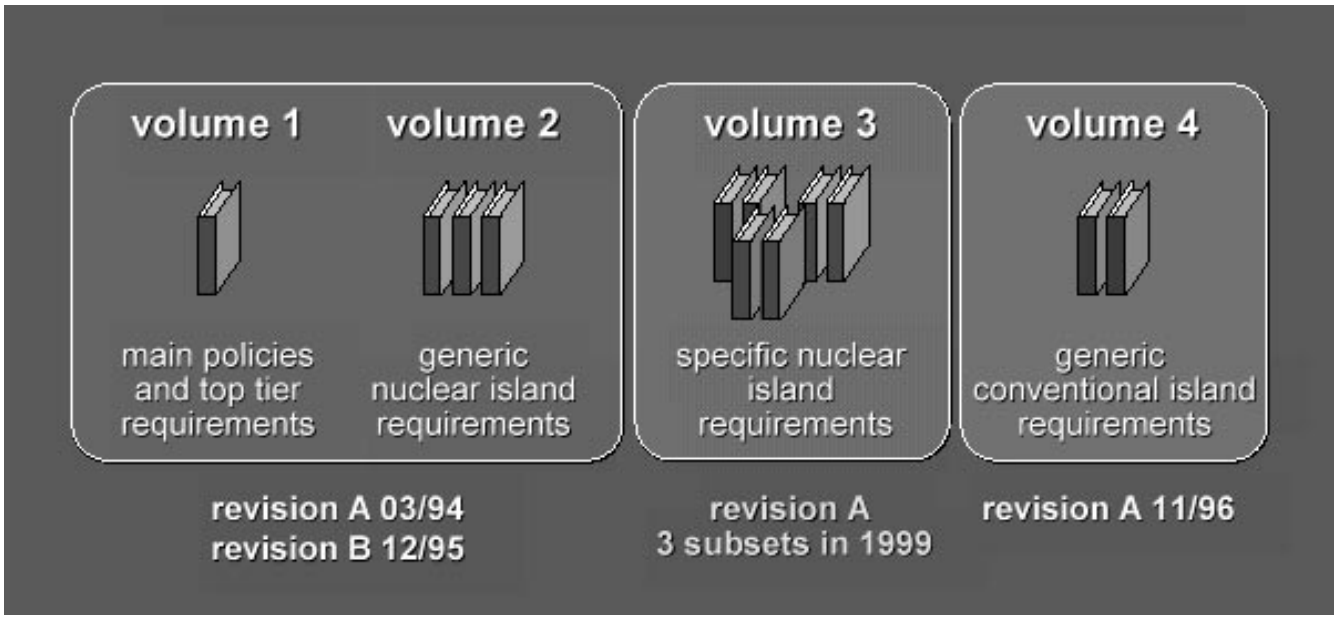


Figura 2.4: Struttura del documento EUR.

I primi due Volumi 1 e 2, che fanno riferimento ai requisiti generali dell'isola nucleare degli impianti di tipologia LWR, sono stati rilasciati nel 1994. L'iter seguito per arrivare alla versione finale dei Volumi 1 e 2 ha previsto, in una prima fase, un confronto ufficiale con l'EPRI ed altri esercenti elettrici, nonché con i progettisti degli impianti in via di sviluppo (NPI, GE, Westinghouse, ABB, CE, ecc.). Dal confronto suddetto si è pervenuti alla emissione della Rev. B dei documenti stessi nel 1996, ancora in fase di confronto ufficiale con le Autorità di Sicurezza dei diversi paesi europei coinvolti in questa iniziativa.

Il volume 4, dedicato alla parte convenzionale dell'impianto è stato elaborato in parallelo. La prima revisione A è stata emessa per la revisione da parte delle Utilities e dei Costruttori nel Novembre 1996. Sono stati ad oggi (dati Aprile 1999)[8] ricevuti molti commenti in fase di discussione in prospettiva della Revisione B.

In parallelo al rilascio dei Volumi 1 e 2, i maggiori costruttori di LWR hanno sviluppato uno specifico progetto di reattore avanzato destinato al mercato europeo, facendo appunto riferimento ai requisiti del documento EUR. L'organizzazione EUR ha quindi stabilito, in accordo con i diversi costruttori, l'emissione di un volume 3 (Figura 2.5), specificatamente dedicato ai requisiti di questi nuovi impianti di tipo avanzato.

[8] P. Berbey, "Consolidating the European Utility Requirement Document", 7th International Conference on Nucleare Engineering ICONE-7, Tokyo (J), April 19-23, 1999.

Alla data odierna, il volume 3 può ritenersi stabilizzato, non avendo prodotto la revisione da parte degli enti di controllo chiare conclusioni, mentre le prime parti del volume 3 non sono state ancora emesse. E' odiernamente in corso (Figura 2.6) un'azione di chiarimento e di stabilizzazione dei documenti già emessi, in vista del rilascio della revisione C.

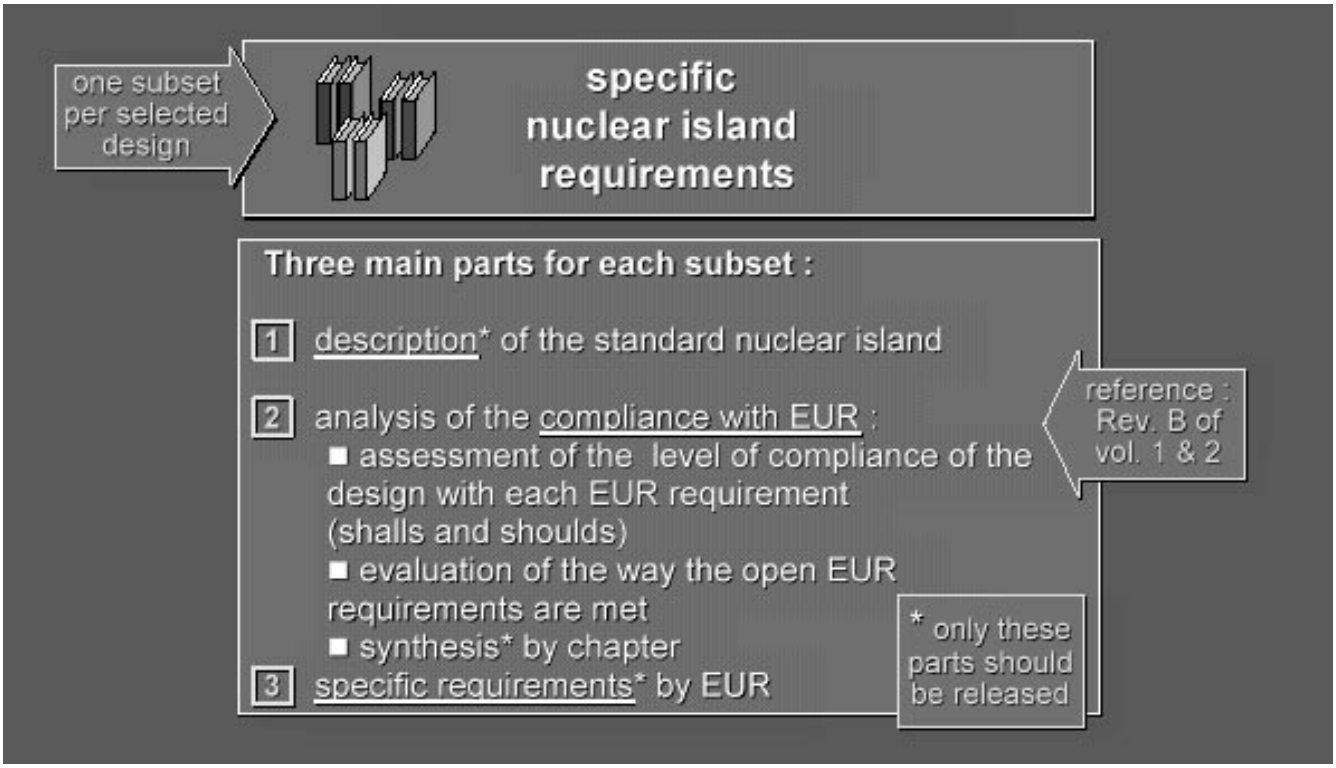

one subset per selected design
specific nuclear island requirements
Three main parts for each subset :
1 description* of the standard nuclear island
2 analysis of the compliance with EUR :
■ assessment of the level of compliance of the design with each EUR requirement (shalls and shoulds)
■ evaluation of the way the open EUR requirements are met
■ synthesis* by chapter
3 specific requirements* by EUR
reference : Rev. B of vol. 1 & 2
* only these parts should be released

Figura 2.5: Contenuto del volume 3 EUR.

A valle di questa ultima interazione, il cui inizio è previsto verso la metà del 1999 (Figura 2.6), i Requisiti potranno essere emessi nella versione finale (Rev. C) ed utilizzati sia come base per la progettazione di dettaglio degli impianti in sviluppo, sia per il processo di licensing a livello nazionale od europeo, secondo procedure al momento non ancora precisate.

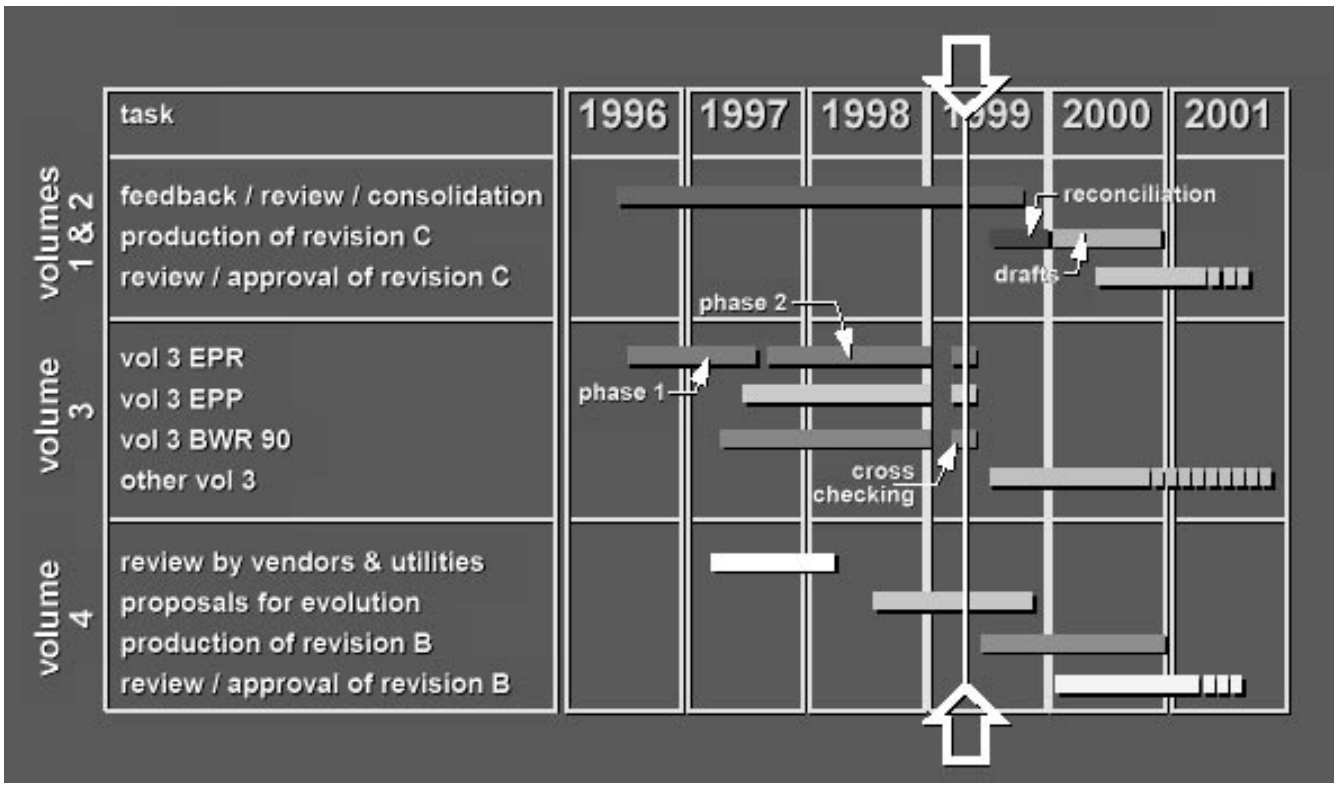


Figura 2.6: Programma delle attività EUR.

2.10.2 Volume 1 - Generic Requirements for Nuclear Islands

Nel volume sono riportati gli obbiettivi fondamentali e sono brevemente riassunti i principali requisiti che devono essere soddisfatti nella progettazione, costruzione ed esercizio dei futuri impianti nucleari europei.

Il volume 1 è articolato in 7 capitoli, come di seguito riportato:

Cap.0 Introduction

Cap.1 Structure and contents of the EUR document

Cap.2 General definition of the plant

Cap.3 Main safety objectives

Cap.4 Standardized siting envelope

Cap.5 Operational targets

Cap.6 Main economic objectives

Cap.0 - INTRODUCTION

Nel capitolo 0 vengono esposte le motivazioni e gli obbiettivi del documento.

Cap.1 - STRUCTURE AND CONTENTS OF THE DOCUMENT

Nel capitolo 1 è riportata l'articolazione ed i titoli dei diversi capitoli del documento.

Cap.2 - GENERAL DEFINITION OF THE PLANT

Il capitolo 1.2 è articolato dei seguenti paragrafi:

1.2.1. Plant size and technology

1.2.2. Main features of the plant

1.2.2.1. NSSS

1.2.2.2. Safety systems

1.2.2.3. Other systems

1.2.2.4. Components and structures

1.2.2.5. Instrumentation, control and electrical systems

1.2.2.6. Containment

1.2.3. Operation of the plant

1.2.3.1. Man machine interface

1.2.3.2. Maintenance

1.2.1. Plant size and technology

Il documento EUR nella attuale versione fa esplicito riferimento ad impianti LWR di media e grande potenza (1000 - 1500 MWe)

1.2.2. Main features of the plant

1.2.2.1. NSSS

Il generatore nucleare di vapore deve derivare da possibili evoluzioni dei LWR esistenti. Il progetto del nocciolo e degli elementi di combustibile deve fare stretto riferimento ai progetti attuali. Modifiche di progetto potrebbero essere consentite, qualora dall'adozione delle stesse possano derivarne:

- un miglioramento del comportamento dell'impianto a seguito di guasti;
- oppure, una significativa riduzione della probabilità di interruzione dell'esercizio, con conseguente aumento del fattore di disponibilità;
- oppure, un significativo aumento del tempo a disposizione dell'operatore per l'attuazione degli interventi richiesti in condizioni incidentali o accidentali;

In fase di progetto devono essere altresì previsti adeguati margini che consentano la operabilità dell'impianto in condizioni di sicurezza anche con combustibile diverso da quello inizialmente previsto (MOX invece di UO_2) e con diversi possibili cicli del combustibile (intervallo di tempo fra le ricariche: 12, 18, 24 mesi).

1.2.2.2. Safety sistems

Vengono definiti i requisiti funzionali e gli obbiettivi cui fare riferimento nella progettazione dei sistemi rilevanti per la sicurezza. Nel progetto si deve tendere a:

- minimizzare i requisiti operazionali e manutentivi. E' necessario avere con elevata affidabilità quello che serve. Andare oltre non migliora il grado di sicurezza dell'impianto e determina invece ingiustificati aumenti del suo costo;
- ottimizzare il rapporto fra investimenti e prestazione dell'impianto;
- garantire il rispetto delle specifiche tecniche di progetto relative al NSSS ed al combustibile.

A questi fini, le linee guida generali di progetto devono essere orientate:

- alla semplificazione dei sistemi;
- al ricorso ottimale a caratteristiche intrinseche di sicurezza e, quando opportuno sul piano economico e/o per la sicurezza, all'impiego di sistemi passivi;
- all'aumento del tempo a disposizione dell'operatore per la messa in atto degli interventi necessari a seguito di guasti o in condizioni accidentali;
- a garantire un adeguato grado di autonomia nella disponibilità dei servizi essenziali per mantenere l'impianto in condizione di spegnimento sicuro.

Numerose e dettagliate specifiche di progetto per i diversi sistemi sono contenute nel Volume 2.

1.2.2.3. Other systems

I requisiti previsti per questi sistemi sono derivati dall'uso di tecnologie adeguatamente sperimentate. L'obbiettivo fondamentale è la ottimizzazione fra gli investimenti richiesti e le prestazioni dell'impianto, con particolare riferimento al fattore di disponibilità.

1.2.2.4. Components and structures

Per ottenere buone prestazioni dell'impianto, le componenti devono essere caratterizzate da un elevato grado di affidabilità. A tal fine, i requisiti tecnici sono stati definiti facendo riferimento alla notevole esperienza accumulata con l'esercizio degli impianti in funzione, in particolare quelli francesi.

Soluzioni innovative sono non solo possibili, ma auspicabili; deve essere comunque fornita adeguata dimostrazione dei vantaggi derivanti dall'impiego delle stesse. A questo proposito, il documento EUR è estremamente chiaro: *deve essere data preferenza alla utilizzazione di componenti provate*; le componenti derivate dall'adozione di nuove soluzioni innovative possono essere impiegate solo se può essere garantito che il loro grado di affidabilità sia più elevato di quello delle componenti provate oppure se, a pari livello di affidabilità, possono presentare vantaggi per altri aspetti, non escluso quello economico.

1.2.2.5. I/C and electrical systems

I sistemi elettrici, in quanto rilevanti per la sicurezza, devono garantire prestazioni direttamente confrontabili con quelle richieste agli altri sistemi di sicurezza. Per questo motivo, requisiti simili a quelli previsti per questi ultimi sono stati definiti per la configurazione dei sistemi elettrici e per la scelta delle loro componenti.

1.2.2.6. Containment

I contenitori esterni devono essere di grandi dimensioni, a piena pressione ed a doppia parete. Possono essere realizzati in calcestruzzo (precompresso o armato) o in acciaio.

Il contenitore deve essere progettato, in primo luogo, per resistere ai carichi di natura termica e meccanica conseguenti al LOCA, all'SSE, alla rottura della linea vapore, alla rottura della linea dell'acqua di alimento.

Il contenitore deve essere altresì progettato per mitigare le conseguenze dei meno improbabili incidenti severi. La probabilità di rottura del contenitore a seguito di incidenti sostanzialmente ad alta pressione, come la detonazione di idrogeno, l'eiezione del core fuso ad alta pressione (DCH) o l'esplosione di vapore (steam explosion) deve essere convenientemente ridotta a livello tale da poterla considerare nell'ambito del rischio residuo di impianto.

Devono essere invece presi in considerazione nel progetto del contenitore scenari accidentali che, anche se con bassissima probabilità, possano comportare fusione parziale o totale del nocciolo a bassa pressione come la deflagrazione di idrogeno, ecc.

Gli obbiettivi che in queste condizioni si vogliono raggiungere sono essenzialmente i seguenti:

- garantire, a breve ed a lungo termine, una sostanziale tenuta del contenitore esterno;
- stabilizzare il "corium" all'interno del contenitore, minimizzando l'interazione dello stesso con il calcestruzzo ed assicurandone un'adeguata refrigerazione a lungo termine;
- garantire l'integrità della struttura di contenimento in caso di deflagrazione dell'idrogeno;
- assicurare che in nessuna condizione possano essere ripristinate condizioni di criticità nel nocciolo o nel materiale fuso fuoriuscito.

Viene infine richiesto che il contenitore sia accessibile in una qualunque delle condizioni considerate di normale funzionamento.

1.2.3. Operation of the plant

1.2.3.1. Man machine interface

Si riconosce che l'interazione uomo-macchina costituisce uno fra gli elementi più importanti per assicurare un buon funzionamento dell'impianto e, contemporaneamente, un elevato grado di sicurezza. Con questa consapevolezza vengono puntualizzati alcuni aspetti da tenere in attenta considerazione. Si possono ricordare fra questi:

- la semplificazione della sala controllo;
- l'affidabilità dei sistemi di controllo;
- la semplificazione delle operazioni;
- la riduzione del rischio che errori umani possano avere effetti negativi sulla sicurezza e sulle prestazioni dell'impianto;
- l'aumento del tempo a disposizione dell'operatore per dar corso agli interventi richiesti.

1.2.3.2 Maintenance

Si richiama l'attenzione sulla necessità della definizione e corretta attuazione di adeguati programmi di manutenzione dei sistemi e delle componenti dell'impianto, con particolare riferimento a quelli rilevanti per la sicurezza, ma non trascurando certamente quelli rilevanti per l'esercizio.

Cap.3 - MAIN SAFETY OBJECTIVES

Il capitolo 1.3 è articolato nei seguenti paragrafi:

1.3.1. Objectives of the safety requirements

1.3.2. Safety approach

1.3.3. Targets and limits

1.3.3.1. EUR disharge limits for design conditions

1.3.3.2. EUR disharge activity targets for severe accidents

1.3.4. External hazards

1.3.1. Objectives of the safety requirements

Un impianto progettato in accordo con i requisiti definiti nel documento EUR dovrebbe essere licenziabile in tutti i paesi della Comunità, senza richiedere significative modifiche per renderlo rispondente ai requisiti specifici previsti dalle diverse normative nazionali.

Nel documento EUR vengono individuati:

- i requisiti di sicurezza da utilizzare come guida per i progettisti dell'impianto;
- la griglia di riferimento da utilizzare per la valutazione dei nuovi progetti;
- la struttura di base per la predisposizione dei rapporti di sicurezza, da sottoporre all'esame ed all'approvazione delle singole autorità nazionali di controllo.

1.3.2. Safety approach

L'approccio proposto prevede la utilizzazione dei metodi deterministici finora largamente impiegati, con il ricorso a metodi probabilistici per la valutazione dell'indice complessivo di rischio.

L'approccio alla sicurezza deve essere basato sul consolidato concetto della "difesa in profondità" articolata nei tre noti livelli tradizionali.

Nel progetto dell'impianto devono essere inoltre presi in attenta considerazione la prevenzione e la mitigazione degli incidenti severi, in applicazione della nota e riaffermata esigenza di una continua riduzione del rischio.

1.3.3. Targets and limits

Il progetto dell'impianto è chiaramente condizionato da esigenze poste dal rispetto di vincoli esterni. Come noto, sono già stati identificati da diversi organismi internazionali i valori limiti per quanto attiene agli aspetti radioprotezionistici. Per arrivare ad una corretta e più facile armonizzazione con i valori sopra ricordati, le prescrizioni definite nel documento EUR sono stati individuate in termini di rilasci di materiali radioattivi piuttosto che in termini di dosi, in modo da rendere il progetto sostanzialmente indipendente dalle caratteristiche dello specifico sito (distribuzione della popolazione nelle vicinanze dell'impianto, vie critiche di esposizione, ecc.).

Con questa ottica sono stati individuati per le diverse condizioni operative ("normal conditions", "incident conditions", "accident conditions at low frequency" ed "accident conditions at very low frequency") valori limiti degli scarichi che potrebbero esser attualmente consentiti. Tali valori sono riportati nella Tabella 2.12.

Condizione Operativa	Frequenza stimata (eventi/anno)	Scarichi atmosfera (TBq)		
Normale esercizio	$f > 1$	Autorizzati nel normale esercizio		
Incidentali	$f > 10^{-2}$	Autorizzati nel normale esercizio		
Accidentali	$10^{-2} > f > 10^{-4}$	Xe_{133}	I_{131}	Cs_{137}
		1000	3.5	0.1
Accidentali a bassissima frequenza	$10^{-4} > f > 10^{-6}$	Xe_{133}	I_{131}	Cs_{137}
		10000	35	1.0

Tabella 2.12: Scarichi limiti per le diverse condizioni di progetto

Nella Tabella 2.13 sono riportati i valori limiti degli scarichi in caso di incidenti severi, da considerare al di fuori delle condizioni di progetto e, come tali, afferenti al cosiddetto "rischio residuo".

	a breve termine < 24 ore	a lungo termine
Xe_{133}	10^5	10^6
I_{131}	300	2000
Cs_{137}	non significativo	100

Tabella 2.13: Valori di riferimento degli scarichi radioattivi all'atmosfera (TBq) in incidente severo.

Il rispetto dei limiti sopra indicati dovrebbe consentire il raggiungimento dei seguenti obbiettivi:

Condizioni normali

I rilasci ammessi sono ritenuti ragionevoli ed in pieno accordo con quanto richiesto dalle Autorità di controllo di diversi paesi; gli esercenti devono comunque tendere con continuità alla riduzione dei rilasci stessi, in accordo con il noto principio "as low as reasonably achievable" (ALARA), la cui validità è pienamente riaffermata nel documento.

Condizioni incidentali e accidentali

Nessun intervento sulla popolazione deve risultare necessario. Soltanto per certe condizioni accidentali di particolare gravità potranno essere richieste temporanee limitazioni sull'impiego dei prodotti agricoli.

Incidenti severi

Gli obbiettivi da raggiungere sono i seguenti:

- nessun intervento all'esterno dovrebbe risultare necessario a breve termine (nelle prime 24 ore dopo l'incidente);
- l'eventuale evacuazione della popolazione non dovrebbe interessare quella residente in zone con distanze dall'impianto superiori a $2 \div 3$ km;
- le contromisure necessarie a lungo termine dovrebbero limitarsi a restrizioni dei consumi dei prodotti agricoli in zone ristrette e per periodi limitati di tempo (dell'ordine dell'anno)

Il progettista deve inoltre dimostrare, facendo ricorso a metodologie di tipo probabilistico, che:

- la frequenza cumulata del danneggiamento del nocciolo sia minore di 10^{-5} per anno;
- la frequenza cumulata di rilasci maggiori di quelli riportati nella Tabella 2.13 sia minore di 10^{-6} per anno.

1.3.4. External hazards

Un importante obbiettivo del documento EUR è la definizione degli eventi esterni cui fare riferimento della progettazione dell'impianto e nell'analisi di sicurezza, secondo quanto esposto nel capitolo 4, descritto nel seguito.

Cap.4 STANDARDISED SITING ENVELOPE

Il capitolo 4.1 è articolato nei seguenti paragrafi

1.4.1. Introduction

1.4.2. Earthquakes

1.4.3. External esplosions

1.4.4. Aircraft crash

1.4.5. Other external hazards

1.4.1. Introduction

L'obbiettivo che si intende perseguire è l'individuazione delle condizioni di progetto conseguenti ad eventi esterni relativi ad un sito standard ideale che possa essere ragionevolmente rappresentativo dei siti ipotizzabili nei diversi paesi europei. Per alcuni eventi naturali (sisma per esempio) tali condizioni dovrebbero costituire l'inviluppo di quelle derivanti dall'analisi di possibili siti caratterizzati da caratteristiche abbastanza differenti fra loro. Le condizioni di progetto relative ad uno specifico sito dovrebbero essere in larga misura comprese in quelle relative al sito standard. E' anzi ragionevole prevedere che nella maggior parte dei casi le condizioni specifiche di progetto risulteranno meno pesanti di quelle standard.

L'obbiettivo cui si tende è estremamente chiaro: **la sostanziale standardizzazione del progetto dell'impianto indipendentemente dallo specifico sito reale scelto per la installazione dell'impianto stesso**.

I costi conseguenti ai probabili sovradimensionamenti risulteranno quasi certamente inferiori a quelli che si dovrebbero sostenere per l'effettuazione di progetti d'impianto diversificati in relazione ai singoli siti e, peraltro, tali sovradimensionamenti coprirebbero almeno una parte delle incertezze inevitabilmente connesse con la determinazione degli eventi esterni a carattere eccezionale.

Fra gli eventi considerati, particolare attenzione è stata rivolta ai sismi, alle possibili esplosioni all'esterno dell'impianto ed all'impatto con aerei.

1.4.2. Earthquakes

L'impianto deve essere progettato prendendo a riferimento il Terremoto base di progetto (DBE). Relativamente al sisma suddetto, è stata fissata l'accelerazione massima orizzontale del suolo, assunta pari a 0.25g, e sono stati definiti tre spettri di progetto riferiti a differenti caratteristiche del suolo.

In relazione a quanto sopra, il DBE è quindi caratterizzato dal valore dell'accelerazione massima orizzontale del suolo pari, come stato detto, a 0.25g, con fattori di amplificazione da valutare nell'intero “range” delle possibili caratteristiche del suolo facendo riferimento ai tre spettri di progetto sopra ricordati. Il progettista deve dimostrare che l'impianto rimane in condizioni di sicurezza durante ed a seguito del DBE come sopra definito.

Passando dal sito standard di riferimento ad uno specifico sito per il quale sono ovviamente note o, comunque, determinabili le caratteristiche del suolo, l'analisi dinamica dovrà ovviamente essere effettuata utilizzando lo spettro di progetto derivante da queste ultime. E' allora quasi certo che l'impianto progettato per le condizioni di carico conseguenti al DBE sarà in grado di sopportare, senza pregiudizio per la sicurezza, carichi conseguenti ad un terremoto specifico per quel sito, normalmente indicato come "Terremoto di spegnimento sicuro" (SSE), anche se caratterizzato da un'accelerazione massima del suolo maggiore di quella assunta per il DBE.

1.4.3. External esplosion

La condizione di carico sulle strutture dell'impianto derivanti da possibili esplosioni di tipo convenzionale che potrebbero verificarsi all'esterno dell'impianto, viene individuata da un'onda di pressione, di tipo triangolare, della durata di 300. ms, con un valore massimo di 100. mbar.

1.4.4. Aircraft crash

Le condizioni di carico previste sono quelle conseguenti all'ipotizzato impatto sulle strutture dell'impianto di un aereo del peso di 14. t con velocità, prima dell'urto, di 180. m/s.

Sulla base di un'accurata analisi probabilistica, il proprietario dell'impianto potrà richiedere agli organi competenti un alleggerimento delle condizioni di carico suddette.

1.4.5. Other external hazards and environmental conditions

Nel documento viene fornito l'elenco degli altri eventi esterni e delle condizioni ambientali da prendere in esame nel progetto.

Cap.5 OPERATIONAL TARGETS

Il capitolo 5.1 è articolato nei seguenti paragrafi:

1.5.1. Introduction

1.5.2. Plant size

1.5.3. Plant lifetime

1.5.4. Availability targets

1.5.4.1. Overall avaibility

1.5.4.2. Outage duration and frequency

1.5.5. Manoeuvring capacities

1.5.6. Fuel and core

1.5.6.1. Core

1.5.6.2. Fuel

1.5.7. Radiation protection

1.5.7.1. Targets and limits

1.5.7.2. Design requirements

1.5.8. Radwaste

1.5.8.1. Spent fuel

1.5.8.2. Targets for low activity solid waste

1.5.8.3. Targets for liquids and gaseous release in normal operation

1.5.1. Introduction

Facendo riferimento alla estesa esperienza acquisita con l'esercizio del LWR, le società elettriche europee che hanno contribuito alla predisposizione del documento EUR sono state in grado di individuare chiari obbiettivi nell'esercizio degli impianti destinati alla produzione di energia elettrica, tenendo nel dovuto conto le condizioni che caratterizzeranno nel prossimo futuro il nostro continente. I principali requisiti funzionali emersi sono riassunti nei successivi paragrafi.

1.5.2. Plant size

A tale riguardo, si arrivati alla conclusione che impianti economicamente convenienti, inseribili nelle reti di distribuzione europee e realizzabili utilizzando competenze già attualmente disponibili, devono avere potenze per ciascuna unità comprese fra 1,000. e 1,500. MWe. A tale conclusione si è pervenuti tenendo presente che l'aumento della potenza dell'impianto, mentre porta ad una riduzione del costo capitale e del costo di esercizio, nonché ad un minore impegno del territorio, potrebbe porre, oltre certi limiti, difficoltà non indifferenti in termini di capacità e di gestione delle reti di distribuzione e richiedere inoltre lo sviluppo e la messa a punto di tecnologie di progettazione e di costruzione attualmente non disponibili o, comunque, non adeguatamente sperimentate.

1.5.3. Plant lifetime

I requisiti richiesti a tale proposito sono particolarmente severi e possono essere riassunti nei punti seguenti:

- nel progetto deve essere prevista una vita operativa dell'impianto di 40 anni senza necessità di sostituzioni di parti importanti;
- nel progetto deve essere prevista una durata di 60 anni per le strutture e le componenti non sostituibili (contenitore, vessel, ecc.). La possibilità di sostituire il vessel (presa attualmente in esame dai giapponesi) non è stata presa in considerazione nel documento EUR;
- tutte le altre parti dell'impianto, diverse da quelle sopra indicate, devono poter essere sostituite;
- i fornitori devono identificare gli accorgimenti ed i relativi costi aggiuntivi, necessari per prolungare la vita operativa dell'impianto, senza sostituzioni di parti, fino a 60 anni, anche se si ritiene che da questo non ne derivino significati vantaggi economici.

1.5.4. Availability targets

1.5.4.1. Overall Availability

L'impianto deve essere progettato per garantire un fattore di disponibilità maggiore dell'87% nell'intera sua vita operativa. L'obbiettivo proposto è certamente ambizioso, ma non impossibile alla luce dei risultati ottenuti nell'esercizio degli impianti attualmente in funzione. D'altra parte, un elevato valore del fattore di disponibilità è, da un lato, condizione fondamentale per la economicità dello stesso e, dall'altro, la migliore dimostrazione dell'alto grado di affidabilità e di sicurezza raggiunto.

1.5.4.2. Outage duration and frequency

L'impianto deve essere progettato in modo che le operazioni di ricambio del combustibile e di manutenzione ordinaria richiedano tempi di fermata inferiori a 25 giorni all'anno. Le sole operazioni di refuelling devono essere completate in meno di 17 giorni (negli impianti nucleari finlandesi il ricambio del combustibile viene effettuato attualmente in 14 giorni).

L'impianto deve essere inoltre progettato in modo tale che per le fermate non programmate siano rispettate le seguenti condizioni:

- la frequenza degli scrams automatici non programmati deve essere minore di 1 per 7000 ore di esercizio (un evento all'anno);
- la riduzione del fattore di disponibilità conseguente alle fermate non programmate deve essere inferiore a 5 giorni all'anno;
- le fermate prolungate che si renderanno necessarie per le revisioni generali dell'impianto (previste con cadenza decennale) e per la riparazione o la sostituzione di grosse componenti, dovranno comportare tempi di arresto della centrale non superiori a 180 giorni in un periodo di tempo di 10 anni.

1.5.5. Manoeuvring capabilities

L'impianto deve essere progettato in modo da rispondere correttamente e tempestivamente alle esigenze della rete alla quale è collegato. La necessità di definire nel documento precise specifiche al riguardo appare pienamente giustificata dalla interconnessione a livello europeo delle diverse reti nazionali ad alta tensione.

Nei diversi punti del paragrafo sono specificati i principali requisiti imposti dalla rete quali, ad esempio, tempi di avviamento e di arresto, risposta dell'impianto a guasti della rete esterna ad alta tensione, controllo della potenza, controllo del carico primario e secondario, variazioni normali del carico, ecc.

1.5.6. Fuel and core

1.5.6.1. Core

I requisiti EUR più importanti relativi al progetto del nocciolo del reattore possono essere così riassunti:

- il coefficiente di reattività per variazioni di potenza deve essere negativo in tutte le condizioni operative ipotizzabili;

- al fine di assicurare un'adeguata flessibilità nella utilizzazione di noccioli differenti e nella gestione del combustibile, sono richiesti in fase di progetto margini aggiuntivi per alcune grandezze che limitano la potenza del nocciolo (DNBR, ecc.) senza che la presenza di questi margini possa autorizzare un aumento della potenza del reattore;
- il nocciolo deve essere ottimizzato ipotizzando l'impiego dell'UO_2, ma deve essere garantito l'esercizio di noccioli nei quali almeno il 50% degli elementi sia costituito da ossidi misti di uranio e plutonio (MOX). Dovrebbe essere inoltre considerata la possibilità di utilizzare combustibile costituito soltanto da ossidi misti MOX, senza che ciò debba comportare significative modifiche delle principali componenti del sistema di refrigerazione del nocciolo;
- il nocciolo deve essere progettato per rendere possibile l'adozione di cicli del combustibile con intervalli di tempo fra i ricambi che possano arrivare fino a 24 mesi;
- la configurazione del nocciolo deve essere caratterizzata da un basso valore del tasso di fuga di neutroni all'esterno del nocciolo stesso, con il fine di migliorare l'economia neutronica del sistema e di ridurre, al tempo stesso, l'irraggiamento neutronico delle componenti esterne, con particolare riferimento al vessel che, come stato prima ricordato, è considerata una fra le componenti non sostituibili durante l'intera vita prevista dell'impianto.

1.5.6.2. Fuel

Sono di seguito sommariamente esposti alcuni tra i requisiti quantitativi più significativi, identificati facendo riferimento all'impiego dell'UO_2 come combustibile.

- Il progetto dell'elemento di combustibile deve garantire il raggiungimento di un burn-up medio allo scarico pari a 55,000 MWd/t con valori massimi di almeno 60,000 MWd/t.
- Le componenti strutturali delle singole barrette e dell'elemento nel suo insieme devono mantenere le loro caratteristiche anche durante la permanenza dell'elemento nella piscina di decadimento per un tempo ipotizzato pari a 55 anni.
- La probabilità di una rottura prematura della camicia per difetti di lavorazione deve essere minore di 10^{-5} (con l'obbiettivo di arrivare a $5x10^{-6}$),in modo da rendere praticamente nulli i rilasci di prodotti di fissione gassosi dalle barrette.

1.5.7. Radiation protection

1.5.7.1. Targets and limits

I limiti attuali e gli obbiettivi di riferimento relativamente ai valori delle dosi da radiazioni per gli addetti all'impianto sono i seguenti:

Dose individuale per anno:	50. mSv
Dose individuale media in cinque anni:	20. mSv/anno
Dose individuale cui tendere:	5. mSv/anno
Dose collettiva cui tendere:	< 0.7 manSv/GWanno

I valori della dose individuale sopra riportati devono essere intesi come limiti massimi da non superare, con il costante impegno dell'esercente a ridurre, in applicazione della filosofia ALARA, le dosi effettive degli operatori.

1.5.7.2. Design requirements

Le soluzioni progettuali devono tener conto della necessità di limitare, nei limiti del ragionevole, le dosi occupazionali. A questo fine si raccomandano, fra le altre:

- particolare cura nella scelta dei materiali (non dovrebbero ad es. essere impiegate leghe contenenti Co, ecc.);
- facile accessibilità delle componenti;
- impiego di sistemi e componenti di facile manutenzione;
- facile decontaminabilità delle superfici lambite da fluidi radioattivi;
- corretta suddivisione delle diverse zone dell'impianto;
- ricorso a sistemi robotizzati per la effettuazione dei controlli nel corso dell'esercizio; ecc.

A queste tematiche viene dato particolare rilievo, nel timore che il giusto risalto dato alle condizioni incidentali ed accidentali (la cui probabilità di accadimento è peraltro molto bassa) possa far passare in seconda linea la necessità di procedere ad una continua riduzione delle dosi che con certezza vengono assorbite dal personale durante il normale esercizio dell'impianto.

1.5.8. Radwaste

1.5.8.1. Spent fuel

Nella piscina di decadimento deve poter essere conservato in condizioni di sicurezza il combustibile di un intero nocciolo e quello scaricato in 15 anni di funzionamento dell'impianto.

1.5.8.2. Targets for low activity radwaste

Il volume totale dei rifiuti solidi a bassa attività per una unità da 1,000 MWe dovrebbe essere minore di 50. m^3 per ogni anno di funzionamento. Le strutture e le attrezzature presenti nel sito della centrale dovrebbero consentire lo stoccaggio dei rifiuti solidi a bassa attività prodotti in almeno 5 anni di funzionamento dell'impianto.

1.5.8.3. Targets for liquid and gaseous release in normal operations

Nella Tabella 2.14 sono riportati i valori limiti degli scarichi di materiali radioattivi dall'impianto durante il normale esercizio. Nella prima colonna della tabella sono riportati i valori che le Utilities si sono autoimposti; tali valori sono sensibilmente inferiori a quelli normalmente previsti nelle normative di riferimento. Nella seconda colonna sono invece riportati i valori delle stesse grandezze, da considerarsi come obbiettivi di riferimento.

	Utilities limits	Targets
Rilasci di liquidi	100 GBq/anno	10 GBq/anno (con esclusione del trizio)
Rilasci di trizio	60 TBq/anno	non definito
Rilasci di gas nobili	800 TBq/anno	50 TBq/anno
Rilasci di alogeni	30 GBq/anno	1 GBq/anno

Tabella 2.14: Rilasci di materiali radioattivi durante il normale esercizio (per una unità da 1400 MWe)

Cap.6 MAIN ECONOMIC OBJECTIVES

Nel capitolo 1.6, articolato in sei paragrafi, viene chiaramente esplicitato che una prima condizione per giustificare nel futuro la messa in atto di significativi programmi in campo nucleare è la dimostrata convenienza economica dell'uso della fonte nucleare rispetto alle altre fonti energetiche primarie ed, in particolare, rispetto al carbone.

L'obbiettivo di riferimento cui tendere è in sostanza l'ottenimento di costi di produzione dell'energia elettrica sicuramente competitivi nell'ambito della produzione di base e che, nella maggior parte dei casi, possano rimanere tali, anche se con margini ovviamente ridotti, con fattori di carico compresi fra 0.5 e 0.6. Ne discende allora l'importanza di mettere in atto nei limiti del possibile tutte quelle azioni che, senza pregiudizio per la sicurezza, possano portare alla riduzione:

a) del costo di costruzione dell'impianto.

A tale riguardo, si ritiene che la definizione di un progetto di riferimento unificato a livello europeo con l'adozione dello stesso per tempi ragionevolmente lunghi e senza importanti modifiche per la realizzazione di numerosi impianti, possa consentire il raggiungimento di risultati particolarmente significativi, come già ampiamente dimostrato dall'esperienza di standardizzazione francese. Il progetto di riferimento dovrà essere altresì ottimizzato sul piano economico, nel pieno rispetto delle condizioni imposte dalle effettive esigenze di sicurezza.

Un ulteriore beneficio può essere ottenuto da una ragionevole standardizzazione dei principali sistemi e componenti in modo che possano essere possibili produzioni in serie delle parti suddette.

b) della componente del costo capitale relativa agli interessi durante la costruzione dell'impianto.

L'entità degli interessi durante la costruzione è strettamente legata ai tempi di costruzione ed aumenta evidentemente all'aumentare di questi ultimi. Devono essere quindi evitati tempi eccessivamente lunghi, ma devono essere anche evitati tempi eccessivamente brevi, il cui rispetto potrebbe richiedere organizzazioni specifiche e metodi di costruzione troppo diversi da quelli normalmente impiegati nella pratica industriale.

L'esperienza già acquisita in alcuni paesi e in particolare in Francia, fa ritenere che una durata della costruzione di 60 mesi (dalla posa della prima pietra all'inizio dell'esercizio commerciale dell'impianto) possa considerarsi ottimale e ragionevolmente perseguibile.

c) dei costi di esercizio.

I costi di esercizio costituiscono un fattore importante per la competitività degli impianti. Le due principali componenti di detti costi sono: i costi per la manutenzione e quelli per il personale della centrale. I costi per la manutenzione (che sono andati continuamente aumentando per gli impianti attualmente in esercizio) devono essere tenuti nella massima considerazione nello sviluppo del progetto a partire dalla fase iniziale, in quanto la loro entità è strettamente connessa con le scelte progettuali che sono state operate. Queste ultime devono derivare da un ragionevole compromesso fra i costi relativi alla realizzazione dell'impianto e quelli conseguenti alla manutenzione dello stesso, tenendo ben presente che l'obbiettivo da raggiungere la minimizzazione del costo del prodotto finale (energia elettrica nel caso in esame).

d) del costo del ciclo del combustibile.

Il costo del ciclo del combustibile è la terza importante componente del costo di produzione. Tenendo conto della natura delle diverse voci di questo costo (approvvigionamento del materiale

fissile, arricchimento, fabbricazione dell'elemento di combustibile, trasporto, immagazzinamento e/o riprocessamento, ecc.), è facile rendersi conto che l'entità del costo complessivo del ciclo di combustibile, per una data filiera, non è particolarmente influenzata dal progetto dell'impianto.

E' comunque importante avere a disposizione margini nel progetto che consentano, senza pregiudizio per la sicurezza o penalizzazioni nella gestione, l'impiego di elementi di combustibile e di tipi di gestione degli stessi all'interno dell'impianto differenti da quelli inizialmente previsti, qualora ciò possa risultare economicamente vantaggioso.

2.10.3 Classification of Structures, Systems and Components

Nel documento EUR vengono chiaramente esposti i criteri da seguire per la classificazione delle diverse parti dell'impianto, secondo quanto di seguito riportato:

2.10.3.1 Categorie di sicurezza

Categoria 1 Comprende le parti dell'impianto che svolgono un ruolo primario e fondamentale per la sicurezza dell'impianto. Nella classificazione IAEA tale categoria è indicata come "Safety".

Categoria 2 Comprende le parti dell'impianto non classificate nella Categoria 1, ma che contribuiscono in modo significativo alla sicurezza dell'impianto. Nella classificazione IAEA tale categoria è indicata come "Safety Related". Questa categoria non viene presa in considerazione per le strutture civili le quali, se rilevanti per la sicurezza, sono inserite nella categoria 1.

Categoria 3 Comprende tutte le parti dell'impianto non comprese nelle categorie precedenti. Nella classificazione IAEA tale categoria è indicata come "Non Safety".

E' immediato constatare che alle categorie 1 o 2 appartengono tutte le parti dell'impianto indicate nella normativa italiana come "parti rilevanti per la sicurezza nucleare e/o la protezione sanitaria".

Le parti dell'impianto appartenenti alla Categoria di sicurezza 1, sono ulteriormente classificate in "Classi di Sicurezza" in relazione alla loro rilevanza.

Le classi previste per le diverse tipologie delle parti sono di seguito riportate.

<u>Componenti meccaniche</u>

Sono state previste 3 classi di sicurezza "Safety Class":

- Classe di sicurezza 1;
- Classe di sicurezza 2;
- Classe di sicurezza 3.

Nel documento sono esposti i criteri generali da seguire per procedere alla classificazione delle diverse parti dell'impianto.

<u>Strutture civili</u>

E' stata prevista una sola classe di sicurezza "Safety class 1", nella quale sono inserite tutte le strutture civili appartenenti alla Categoria di Sicurezza 1.

<u>Componenti elettriche ed elettroniche</u>

Le componenti e le apparecchiature elettriche ed elettroniche appartenenti alla Categoria di sicurezza 1, sono classificate nella "Classe 1E".

Per le diverse classi sopra definite sono state individuate le normative cui fare riferimento per la costruzione e l'esercizio delle parti dell'impianto. A tale riguardo, viene riportato l'ordine di priorità delle normative (leggi, decreti, prescrizioni, standards, ecc.) e sono indicati, a titolo di esempio, i più importanti riferimenti tecnico-normativi da utilizzare per la progettazione, costruzione ed esercizio delle strutture, sistemi e componenti appartenenti, rispettivamente, alle Categorie di Sicurezza 1, 2 e 3.

2.10.3.2 Classificazione sismica

La classificazione sismica delle diverse parti dell'impianto è stata effettuata tenendo conto del ruolo affidato alle stesse durante e successivamente al DBE (Design Basic Earthquake). In accordo con quanto sopra riportato, sono state individuate le seguenti categorie sismiche:

Categoria 1 Rientrano in questa categoria le parti che ricoprono un ruolo fondamentale per la sicurezza dell'impianto durante e successivamente al DBE. Tali parti devono pertanto poter sopportare gli effetti dinamici conseguenti al DBE conservando la loro integrità strutturale e mantenendo la capacità funzionale nei limiti necessari per poter assolvere alle funzioni di sicurezza loro affidate. All'interno di questa categoria sono state individuate quattro diverse Sottocategorie sismiche:

- Subcateg. YK Appartengono a questa le parti dell'impianto che devono conservare la loro capacità funzionale durante e successivamente al DBE.
- Subcateg. YA Comprende le parti che devono essere funzionalmente operabili a seguito del DBE. A tali parti, peraltro, non possono essere consentiti durante il DBE interventi spuri dai quali possano derivarne condizioni avverse alla sicurezza.
- Subcateg. YB Appartengono a questa le parti alle quali non devono essere consentiti, durante ed a seguito del DBE, interventi spuri dai quali possano derivarne condizioni avverse alla sicurezza.
- Subcateg. YC Comprende le parti dell'impianto la cui perdita di funzionalità non determina in alcun modo condizioni avverse alla sicurezza.

Categoria 2 Appartengono a questa categoria tutte le parti dell'impianto comprese nella Categorie di sicurezza 1 e 2 e non inserite nella Categoria Sismica 1, che contribuiscono comunque in modo significativo alla sicurezza dell'impianto.

Categoria 3 Comprende le parti dell'impianto alle quali non è richiesto il mantenimento della loro integrità strutturale e capacità funzionale durante ed a seguito del DBE, ma la cui rottura potrebbe compromettere in qualche modo il funzionamento delle parti classificate nella Categoria Sismica 1 e, quando necessario, nella Categoria Sismica 2.

Categoria N Appartengono a questa categoria tutte le parti dell'impianto non comprese nelle categorie precedenti.

2.10.3.3 Quality Assurance

Vengono riportati i principi fondamentali dei programmi di Garanzia della Qualità da predisporre e mettere in atto per il progetto e la costruzione dell'impianto.

I programmi proposti fanno esplicito riferimento al noto documento europeo EN 29001, relativo in generale alla Garanzia della Qualità, implementati, se necessario, dai requisiti specifici relativi alle attività nucleari.

Non sembrano esserci particolari differenze od aggiunte alle procedure già da tempo seguite nel mondo occidentale.

2.10.3.4 Decommissioning

Nel capitolo sono definiti i requisiti fondamentali per le attività di decommissioning da effettuare alla fine della vita operativa dell'impianto o anche prima , qualora ciò sia consigliato da motivazioni economiche.

Nel precisare che il programma definitivo per queste operazioni potrà essere definito solo alla fine dell'esercizio e dopo aver identificata la futura utilizzazione del sito, si fa comunque presente che questo tema dovrà essere affrontato fin dall'inizio della progettazione, tenendo anche presente che certe scelte di progetto possono avere precise conseguenze sui costi e sull'impegno di dose per gli operatori durante lo smantellamento dell'impianto, indipendentemente dal programma di decommissioning adottato.

2.10.3.5 Probabilistic Safety Assessment (PSA)

Come è stato già detto, l'approccio proposto per la sicurezza prevede la utilizzazione dei metodi deterministici finora diffusamente impiegati, con il ricorso a metodi probabilistici per la valutazione dell'indice complessivo del rischio. In questa ottica, il PSA può giocare un ruolo certamente importante come supporto al progetto e come verifica complessiva del progetto.

Relativamente al primo punto, la valutazione probabilistica è usata per confermare l'adeguatezza del progetto, inizialmente sviluppato su basi deterministiche. L'approccio probabilistico può essere utilizzato dal progettista anche per scegliere e ottimizzare possibili soluzioni tecniche, a condizione, evidentemente, che risultino adeguatamente documentati e giustificate i metodi, i dati e le assunzioni impiegate nell'analisi probabilistica.

Per quanto riguarda la verifica complessiva del progetto ai fini della sicurezza, il PSA può consentire, in primo luogo, la stima delle frequenze di possibili danneggiamenti del nocciolo e dei grandi rilasci di materiale radioattivo e di verificare, conseguentemente, la coerenza dei dati ottenuti con gli obbiettivi definiti in fase di progetto.

Nel documento sono chiaramente precisati gli obbiettivi e lo scopo del PSA e sono definiti nel dettaglio la metodologia, la assunzioni e i dati da utilizzare per lo sviluppo di questo tipo di analisi.

2.10.4 Volume 3 - Specific Nuclear Island Requirement

Oltre ai "Requisiti Generali", precedentemente illustrati e contenuti nei Volumi 1 e 2, il gruppo di Utilities che aderiscono al progetto EUR hanno prodotto dei sottoinsiemi di requisiti specifici per alcuni singoli progetti di LWR che potrebbero essere offerti nel futuro prossimo sul mercato europeo. Questi sottoinsiemi di requisiti specifici, assemblati insieme, formeranno il Volume 3 del documento EUR stesso.

Un singolo sottoinsieme di requisiti specifici (Figura 2.5) include sia la descrizione del progetto dell'impianto sia una analisi della rispondenza della specifica filiera analizzata ai requisiti generali del Volume 2. Esso può anche includere dei requisiti specifici per il singolo progetto ed è normalmente realizzato con il contributo del costruttore dell'impianto stesso.

Il lavoro sul primo sottoinsieme di requisiti, relativo al progetto EPR, è iniziato nel 1996. E' da notare che l'analisi dettagliata della rispondenza del progetto EPR ai requisiti EUR è stata condotta in parallelo alle attività di progetto dell'EPR stesso, in particolare durante la fase chiamata "EPR Basic Design Optimisation", iniziata nel 1998. Nessuna sostanziale non conformità EUR di questo progetto EPR è stata evidenziata durante le analisi di rispondenza, anche se naturalmente esistono alcune differenze, ed è emerso un sostanziale soddisfacimento dei requisiti EUR da parte del progetto EPR. L'emissione dell'intero sottoinsieme dei requisiti EPR è prevista alla fine del 1999.

Nel 1997 sono state iniziate le procedure di definizione per due ulteriori sottoinsiemi di requisiti EUR:

- Un sottoinsieme relativo al progetto EPP (PWR da 1,000 MWe dotato di sistemi di sicurezza di tipo passivo, di progettazione congiunta Westinghouse, Ansaldo ed altri partners europei). La maggior parte delle analisi di rispondenza ai requisiti EUR è stata condotta nel 1998 ed è attualmente disponibile. Essendo il documento EUR la specifica di riferimento per questo progetto EPP, ovviamente esiste un buon livello di rispondenza ai requisiti EUR stessi. Così come il sottoinsieme EPR precedente, quello relativo all'EPP sarà rilasciato alla fine del 1999.
- Un sottoinsieme dedicato al progetto ABB BWR 90 (BWR da 1,300 MWe di tipo evolutivo, di progettazione ABB Atom). Un'analisi dettagliata di questo progetto BWR 90 si è resa possibile poiché esso è stato offerto sul mercato solo pochi anni addietro, con un livello di dettaglio notevole. Essendo stato però questa filiera sviluppata indipendentemente dal programma EUR, sono state evidenziate significative non rispondenze ai requisiti. Nello stesso tempo però l'ABB ha sviluppato un nuovo progetto, denominato BWR 90+, che risponde ai nuovi requisiti richiesti sia dalle utility che dalle autorità di sicurezza, progetto che risponde alle non conformità EUR del precedente BWR 90. L'intero sottoinsieme BWR 90 / BWR 90+ (ovvero: descrizione dell'impianto, analisi della conformità EUR e requisiti specifici) è pronto per il rilascio.

Oltre a questi 3 tipi di filiere ricordati, altri 2 progetti di Advanced LWRs saranno forse inclusi nel Volume 3. Odiernamente sono in corso, da parte di alcune utilities europee, le analisi preliminari di rispondenza per un Advanced VVER e per l'ABWR di progettazione GE. Nessuna decisione al proposito è stata però ancora raggiunta.

2.10.5 Volume 4 - Generic Requirements for Power Generation Plants

La stesura iniziale (Revisione A) del Volume 4 è stata sottoposta alla prima revisione da parte delle Utilities EUR e dei diversi costruttori nel 1997. Da questo processo sono emersi numerosi commenti, acquisiti e considerati singolarmente dall'Organizzazione EUR, con l'emissione di una posizione di risposta ufficiale.

Da queste risposte, dai commenti esterni e da un ulteriore lavoro interno EUR avrà origine la Revisione B del Volume 4. L'obiettivo attuale è di rilasciare questa Revisione B unitamente alla Revisione C dei Volumi 1 e 2.

Concludendo è possibile evidenziare come quando questo complesso e costoso progetto EUR fu lanciato nel lontano 1992, il documento EUR era un obiettivo lontano per quelle utilities che cercavano di mantenere aperta l'opzione nucleare per la produzione di energia elettrica. Da quel periodo, i requisiti EUR sono diventati una realtà ed il completamento del progetto EUR può essere ragionevolmente ipotizzato per il 2002, anche se la crescita del gruppo di utilities interessate ha inevitabilmente introdotto problemi interni di consenso.

2.11 Legislazione Italiana Concernente le Attività Nucleari

Le norme relative alla utilizzazione dell'energia nucleare vigenti in Italia sono contenute nella Legge 1860 del 31 Dicembre 1962. Nell'articolo 14 della legge suddetta fu stabilito che entro un anno dalla sua pubblicazione il Governo avrebbe dovuto provvedere alla emanazione delle norme attuative per quanto si riferiva alla sicurezza degli impianti ed alla protezioni dei lavoratori e della popolazione contro i rischi derivanti dalle radiazioni ionizzanti. Nel rispetto di quanto sopra, fu emanato il DPR 185 in data 13 Febbraio 1964.

Le leggi suddette non contengono i criteri che devono essere seguiti nella realizzazione ed esercizio degli impianti nucleari, ma danno disposizioni alle quali l'esercente deve ottemperare per l'ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione ed all'esercizio dell'impianto, affidando all'ente di controllo il compito di verificare la validità tecnica delle soluzioni proposte ai fini della Sicurezza Nucleare e della Protezione Sanitaria.

Si ritiene precisare in primo luogo che le responsabilità primaria delle azioni di verifica e di controllo delle attività di interesse per la Sicurezza Nucleare e la Protezione Sanitaria fu affidato al Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare (CNEN), che ha assunto successivamente (legge n.84 del 5 Marzo 1982) il nome di Ente Nazionale per l'Energia Atomica (ENEA). Per lo svolgimento di tali azioni furono costituite all'interno dell'Ente due Divisioni ("Sicurezza e Controlli" e "Protezione Sanitaria"), i cui direttori erano alla diretta dipendenza della Presidenza, senza interazioni con la Direzione Generale. Tale soluzione avrebbe dovuto garantire una sostanziale separazione fra i compiti di promozione delle attività nucleari e quelli di controllo delle attività stesse, ambedue rientranti per legge nelle finalità istituzionali del CNEN. Successivamente fu ritenuto opportuno riunire le due Divisioni in un'unica struttura operativa che prese il nome di "Direzione per la Sicurezza Nucleare e la Protezione Sanitaria" (DISP).

Gli impianti nucleari previsti in Italia furono, nella quasi totalità, impianti ad acqua leggera di concezione americana. L'industria italiana procedette alla realizzazione della maggior parte della componentistica dell'impianto e delle sue parti sulla base di specifiche USA. Inoltre, l'ente di controllo italiano ritenne che per gli impianti nucleari si dovessero avere le stesse condizioni di sicurezza, costruzione ecc., del paese di origine. La posizione dell'ente si concretizzò sia con l'adozione delle motivazioni e dei limiti della normativa del paese di origine dell'impianto sia con lo sviluppo di criteri di valutazione autonomi al fine di garantire uniformità di giudizio su impianti di differente concezione (vedi anche Tabella 2.15).

USA	Italia
10 CFR 50 (General Design Criteria for Nuclear Power Reactors) (Parlamento Federale)	Legge 31 Dicembre 1962 n. 1860 DPR 13 febbraio 1964 n. 185 (Parlamento)
Regulatory Guides (NRC)	Guide tecniche (ENEA DISP)
Standards (ANSI)	Norme tecniche (UNICEN)
Normative specifiche (ASME, ACI, IEEE, ...)	Normative specifiche (ANCC, CEI, ASME, ACI, IEEE, ...)

Tabella 2.15: Criteri e normative adottate nella progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti nucleari.

Relativamente alle modalità di intervento dell'Autorità Pubblica di controllo nell'iter dell'installazione dell'impianto, le procedure Italiane ed USA sono essenzialmente analoghe, essendoci per l'Italia, l'ulteriore necessità di controllare ed approvare i *Progetti Particolareggiati*.

In Italia, i documenti tecnici di riferimento furono elaborati dal CNEN e denominati *"Guide Tecniche"*. L'elenco di queste Guide Tecniche è riportato nella Tabella 2.16, mentre il contenuto delle Guide N. 1, 4, 8 e 9 è riportato rispettivamente nei Paragrafi da 2.11.4 a 2.11.7. Esse sono un documento in cui l'ente di controllo stabilisce i criteri e le metodologie con cui intende svolgere la sua azione di controllo e che definisce le procedure di attuazione, sul piano operativo tecnico, delle disposizioni di legge in materia. In taluni casi, la Guida Tecnica poteva avere carattere di semplice "raccomandazione", esplicitamente indicato nel documento; in tal caso il documento:

- illustra solo un orientamento preferenziale per la predisposizione, da parte del Richiedente, di documenti necessari per lo svolgimento degli iter autorizzativi previsti dalla legge in materia di Sicurezza Nucleare e Protezione Sanitaria;
- illustra e/o propone l'uso di definite tecniche (di progettazione, di verifica, di analisi, di controllo, ecc.) che si ritengano accettabili ai fini della Sicurezza Nucleare e Protezione Sanitaria e di cui si consiglia l'uso.

Guida Tecnica	Titolo
1	Contenuto della documentazione: a) Progetto di Massima; b) Rapporto Preliminare di Sicurezza Per centrali elettronucleari di tipo approvato ai sensi degli Articoli. 37 e 38 del DPR 185 - 1964
2	Procedura autorizzativa per le modifiche di impianti nucleari
3	Certificazione della rispondenza di componenti per impianti nucleari alle specifiche d'ordine ai sensi della legge n. 1240/71, art. 20
4	Applicazione dell'articolo 42 DPR 185/1964 Progetti particolareggiati di costruzione
5	Procedure per l'approvazione dei modelli di imballaggio di tipo B e di classe fissile
6	Procedure per il rilascio delle certificazioni di sicurezza nucleare per le spedizioni di materie radioattive e/o fissili
7	Contenuto della documentazione tecnica da allegare all'istanza di autorizzazione alla costruzione di impianti di irraggiamento ai sensi dell'articolo 55 del DPR 185/64
8	Requisiti generali di garanzia della qualità per impianti di cui all'articolo 8 - lettere a), c), d), e), f) del DPR 185 del 13 febbraio 1964
9	Garanzia della qualità Documentazione quadro richiesta per l'applicazione dell'articolo 42 DPR 185 - 1964
10	Vigilanza tecnica del CNEN sulle opere preliminari di preparazione sul sito di centrali elettronucleari
11	Criteri per la compilazione dei rapporti informativi sull'esercizio delle centrali elettronucleari da trasmettere al CNEN

12	Contenuto della documentazione tecnica da allegare alle istanze di autorizzazione alla costruzione di impianti destinati alla manipolazione di materiale radioattivo in forma sigillata e/o non sigillata, ai sensi dell'Articolo 55 del DPR 185/64
13	Contenuto della documentazione tecnica da allegare alla istanza di autorizzazione all'impiego a scopi medici di apparecchi contenenti isotopi radioattivi (Teleterapia), ai sensi dell'Articolo 13 della Legge 1860 del 31 Dicembre 1962, modificato dall'Articolo 3 del DPR 1704 del 30 Dicembre 1965
14	Contenuto della documentazione tecnica da allegare alla istanza di autorizzazione all'impiego a scopi medici di apparecchi contenenti isotopi radioattivi, ai sensi dell'Articolo 13 della Legge 1860 del 31 Dicembre 1962, modificato dall'Articolo 3 del DPR 1704 del 30 Dicembre 1965
15	Contenuto della documentazione tecnica da allegare alla istanza per il rilascio del nulla osta prescritto dall'Articolo 34 del DPR 185/64, per gli esercizi di categoria B autorizzati al commercio dei minerali, delle materie grezze e delle materie radioattive ai sensi dell'Articolo 4, legge n. 1860, 31 Dicembre 1962
16	Criteri informativi per la compilazione della documentazione relativa alla sorveglianza fisica della protezione (Articolo 74 del DPR 185/64)
17	Criteri per l'impiego ed il controllo dell'efficacia degli indumenti protettivi contro l'inalazione di materiale radioattivo
18	Controllo periodico delle buone condizioni di funzionamento degli strumenti protezionistici di misura
19	
20	Garanzia della Qualità: Documentazione Quadro richiesta per la fase di esercizio di centrali elettronucleari
21	Contenuto del "Regolamento di Esercizio" di cui all'Articolo 45 del DPR 185-94
22	Guida per la raccolta, l'archiviazione e la conservazione della documentazione di Garanzia della Qualità per le centrali elettronucleari
23	Guida per l'approvvigionamento di parti di impianto e di servizi per le centrali elettronucleari
24	Guida per le verifiche ispettive su programmi di Garanzia della Qualità per le centrali elettronucleari
25	Garanzia della Qualità: Guida per l'applicazione della Garanzia della Qualità sulle attività di progettazione delle centrali elettronucleari

Tabella 2.16: Elenco delle Guide Tecniche.

2.11.1 Sequenze Procedurali per l'Installazione e Messa in Marcia di un Impianto Nucleare di Potenza

Le diverse fasi della sequenza procedurale per l'installazione e messa in marcia di un impianto nucleare di potenza sono riportate nei parafi successivi. Un'elencazione sommaria delle diverse fasi

dell'istruttoria per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio, insieme alla documentazione richiesta, è inoltre riportata nella seguente Tabella 2.17.

FASI	ENTE	DOCUMENTAZIONE RICHIESTA
1) Nulla osta alla costruzione	MIC	Progetto di massima Rapporto preliminare di sicurezza
2) Costruzione parti rilevanti	ENEA	Progetti particolareggiati
3) Prove non nucleari	ENEA	Programma delle prove
4) Prove nucleari	ENEA	Rapporto intermedio di sicurezza Regolamento di esercizio Manuale delle operazioni Certificazione esito favorevole prove non nucleari Programma generale delle prove Specifiche dettagliate delle prove Proposte di prescrizioni tecniche Organigramma del personale Piano di emergenza esterna
5) Licenza di esercizio	MIC	Certificazione esito favorevole delle prove nucleari Tutti i documenti già indicati al precedente punto 4)

Tabella 2.17: Fasi dell'istruttoria per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio.

Fase A: Ottenimento, da parte del Richiedente, del nulla osta alla costruzione (Figura 2.7).

Il Richiedente (R) trasmette al Ministero dell'Industria e del Commercio (MIC) il progetto di Massima dell'Impianto ed il Rapporto Preliminare di Sicurezza, il cui contenuto è specificato nella Guida Tecnica N.1, riportata nel paragrafo 2.11.4.

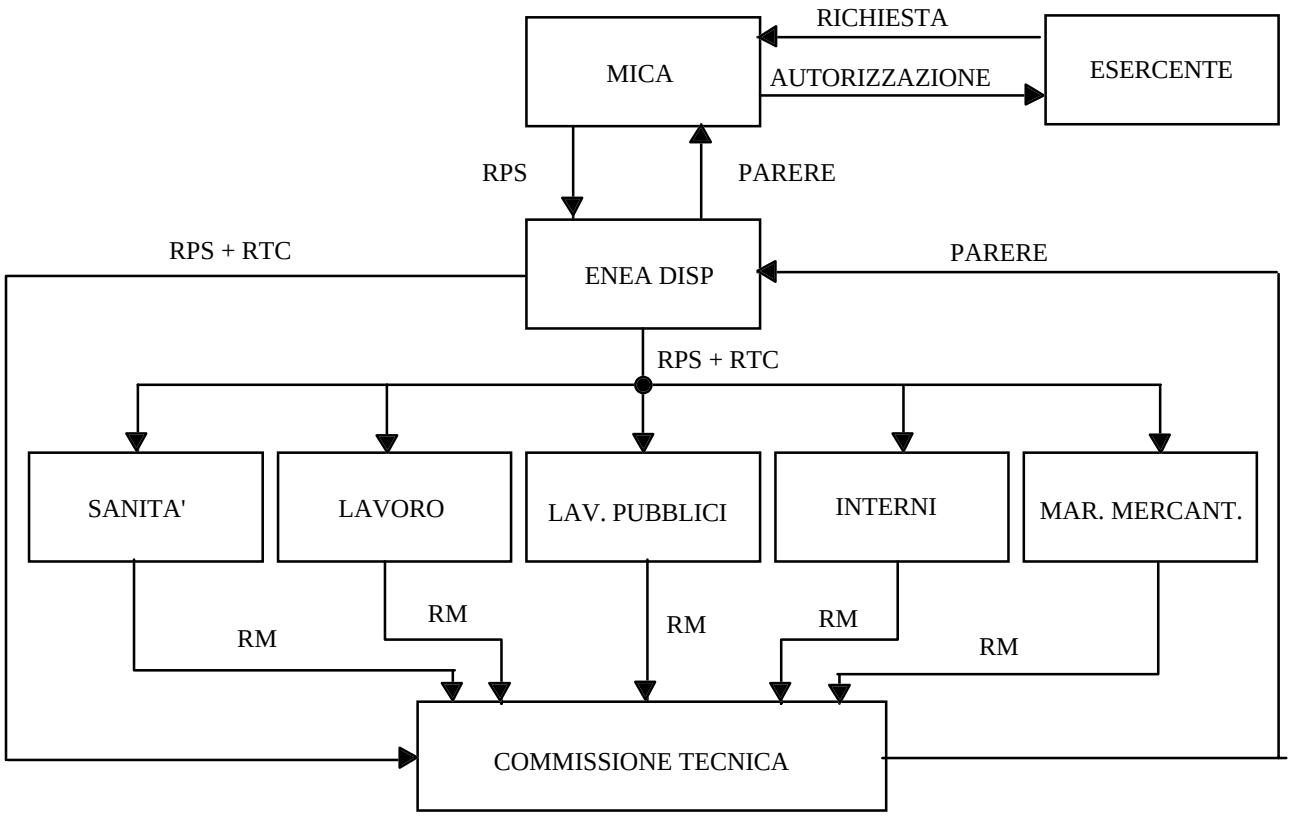
Copia di questi documenti è inviata dal MIC all'ente di controllo (CNEN) il quale effettua un'istruttoria tecnica e redige una Relazione Tecnica sul Progetto di Massima. Copia di tale Relazione è inviata al MIC il quale ne trasmette altre copie ai seguenti ministeri: Sanità, Lavoro, lavori Pubblici, Interno e Beni Culturali.

Questi ultimi ministeri devono trasmettere, entro 60 giorni, i rispettivi pareri sul Progetto di Massima e sulla ubicazione dell'impianto, alla Commissione Tecnica (CT) del CNEN, la quale a sua volta, esprime un parere tecnico finale, specificando le eventuali prescrizioni sull'esecuzione del progetto.

Il parere di cui al precedente paragrafo costituisce la base su cui il CNEN elabora un ulteriore parere, che è trasmesso al MIC, insieme alle eventuali osservazioni delle varie amministrazioni.

Successivamente il MIC trasmette al R la seguente documentazione:

a) Autorizzazione e nulla osta alla costruzione.



RPS = Rapporto Preliminare di Sicurezza

RTC = Relazione Tecnica di Commento

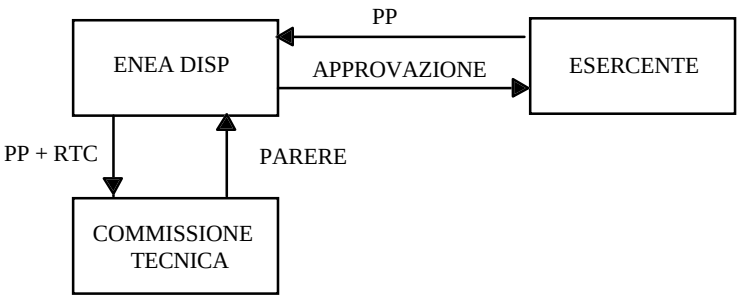
RM = Relazione del Ministero

Figura 2.7: Schema della procedura di autorizzazione alla costruzione di un impianto nucleare.

a) Elenco delle parti dell'impianto ritenute dall'ente di controllo rilevanti ai fini della sicurezza nucleare e della protezione sanitaria.

Fase B: approvazione dei Progetti Particolareggiati (Figura 2.8).

Ottenuto il nulla osta alla costruzione, il Richiedente trasmette all'ente di controllo i Progetti Particolareggiati delle parti dell'impianto di cui al punto b) della Fase A precedente, completati da relazioni tecniche che ne illustrino e dimostrino la rispondenza ai fini della Sicurezza Nucleare e della Protezione Sanitaria (vedi la "Guida Tecnica N. 4" riportata nel paragrafo 2.11.5). Il CNEN, sentita la CT, procede all'approvazione dei singoli Progetti Particolareggiati.



PP = Progetto Particolareggiato

RTC = Relazione Tecnica di Commento

Figura 2.8: Schema della procedura relativa ai progetti particolareggiati.

Fase C: approvazione del Progetto delle Prove Combinate d'Impianto.

Queste prove, dette anche "non nucleari", sono antecedenti al caricamento del combustibile nucleare.

Ultimata la costruzione della parti dell'impianto oggetto dei Progetti Particolareggiati, il R trasmette il Programma Generale delle Prove Combinate di impianto al CNEN, il quale, sentita la CT, procede alla relativa approvazione.

Fase D: esecuzione delle Prove Combinate d'Impianto.

La corretta esecuzione, in accordo al relativo Programma precedentemente approvato, delle prove combinate, ricade sotto la completa responsabilità del Richiedente.

Assistono all'esecuzione di dette prove, degli ispettori del CNEN, per cui i verbali vengono redatti in contraddittorio. Il R trasmette al CNEN copia dei verbali delle prove. Successivamente, in caso di esito positivo, il CNEN invia al R la Certificazione attestante l'idoneità dell'impianto al caricamento del combustibile nucleare.

Fase E: approvazione del Piano di Emergenza Esterno (Figura 2.9).

Il Piano di Emergenza Esterno (PEE) prevede l'insieme coordinato delle misure da prendere da parte delle autorità responsabili, in caso di incidente dell'impianto nucleare, che comporti pericolo per l'incolumità pubblica. Con anticipo non inferiore a 150 giorni dall'esecuzione delle prove nucleari, ivi compreso il caricamento del combustibile nucleare, il Richiedente trasmette al CNEN i seguenti documenti[9]:

- Rapporto Intermedio di Sicurezza;
- Rapporto Tecnico.

Il CNEN esamina i due documenti e li sottopone, insieme ad una relazione critica aggiuntiva all'esame della CT.

Il Rapporto Tecnico, munito del parere della CT è trasmesso dal CNEN, entro e non oltre 30 giorni dal ricevimento, al Ministero dell'Interno, che lo invia entro 25 giorni dal ricevimento, al Prefetto competente per territorio, unitamente ad uno schema contenente i lineamenti generali della pianificazione che sarà attuata dal Comitato presso la Prefettura.

IL PEE è compilato, nel termine di 40 giorni dal ricevimento da parte del Prefetto della documentazione di cui al paragrafo precedente, dal Comitato presso la Prefettura della provincia ove a sede l'impianto. Il PEE viene trasmesso dal Prefetto al CNEN il quale, sentita la CT, lo invia, munito di eventuali osservazioni e nel termine di 30 giorni dal ricevimento, al Ministero dell'Interno che procede all'approvazione, che deve intervenire entro 10 giorni.

Ad approvazione avvenuta, il Ministero dell'Interno trasmette il PEE al Prefetto il quale prende tutte le decisioni necessarie ad assicurare l'attuazione in caso di necessità. Copia del PEE è trasmessa dal prefetto al R.

[9] Vedi paragrafo 2.11.3 per la definizione di massima dei singoli documenti.

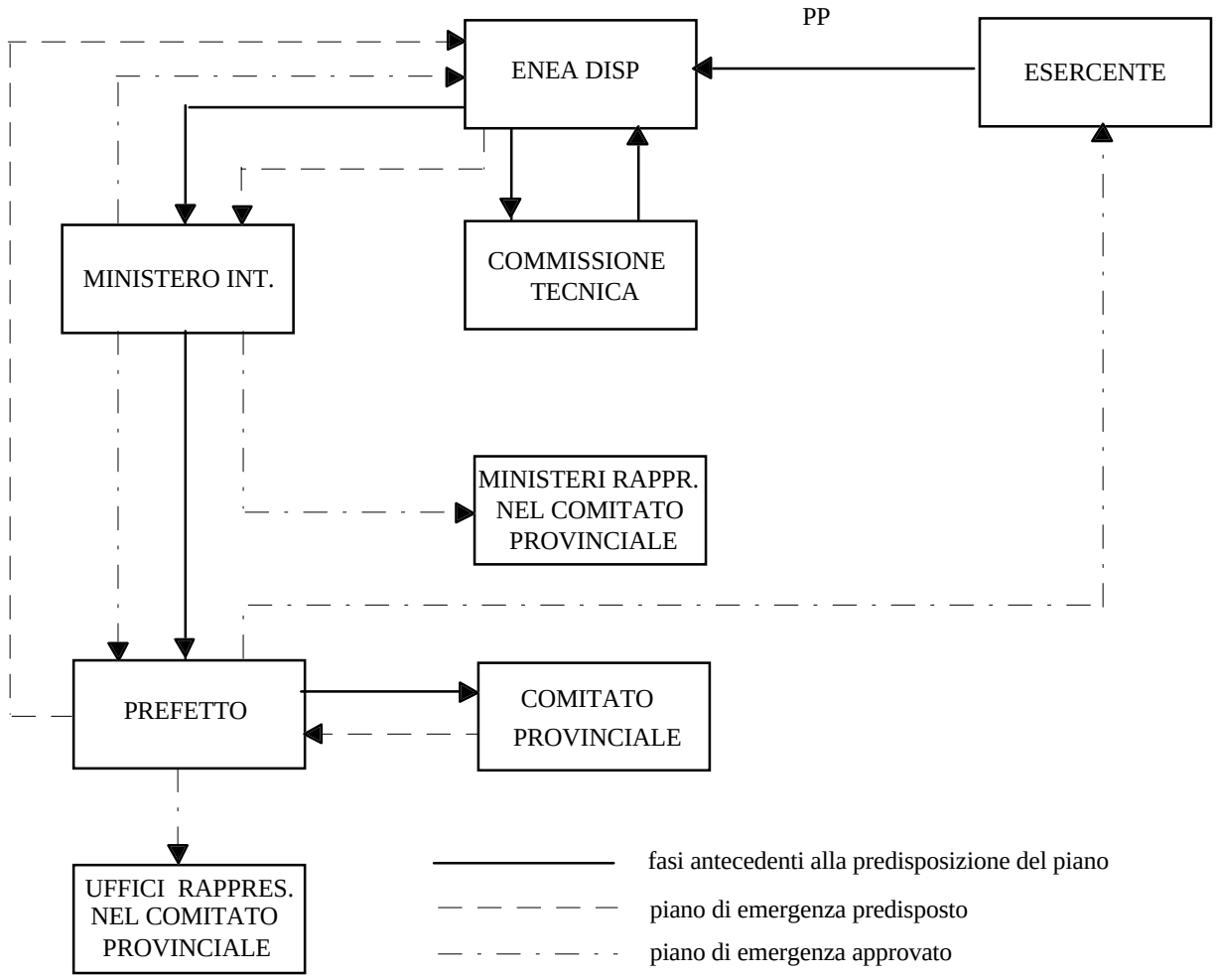


Figura 2.9: Schema della procedura relativa alla predisposizione ed approvazione del piano di emergenza esterna.

Fase F: approvazione del Programma Generale delle Prove Nucleari.

Il R trasmette al CNEN la seguente documentazione[10]:

- Rapporto Finale di Sicurezza;
- Regolamento di Esercizio;
- Manuale di Operazione;
- Programma Generale delle Prove con Combustibile Nucleare;
- Certificato di esito positivo delle prove non nucleari, comprese quelle relative a contenitori a pressione destinati comunque a contenere sostanze radioattive;
- Organigramma del personale preposto ed addetto all'esercizio tecnico dell'impianto, che svolge funzioni rilevanti per la Sicurezza Nucleare e per la protezione Sanitaria, e relative patenti di idoneità.
- Proposte di prescrizioni tecniche.

[10] Vedi paragrafo 2.11.3 per la definizione di massima dei singoli documenti.

Il CNEN, esaminata la documentazione di cui sopra e sentita la CT, provvede ad approvare il Programma delle prove Nucleari. L'approvazione del Programma è subordinata all'approvazione del PEE.

Fase G: esecuzione delle prove nucleari.

Al fine di ottenere il permesso per l'esecuzione dei singoli gruppi di prove nucleari, il R è tenuto a presentare al CNEN le specifiche dettagliate di ciascuna prova. Il CNEN, successivamente rilascia il permesso, condizionandolo all'osservazione di eventuali prescrizioni. Il R è responsabile sia della corretta esecuzione delle prove che dell'esattezza dei calcoli dei progetti e delle dimostrazioni di sicurezza.

Per ogni prova nucleare deve essere compilata, a cura del R, il relativo verbale.

Ispettori del CNEN assistono alle esecuzioni dei singoli gruppi di prove, per cui i verbali sono redatti in contraddittorio; copia degli stessi è trasmessa al CNEN.

Fase H: Licenza di Esercizio.

A seguito dell'esito positivo delle prove nucleari, il R presenta istanza al MIC per l'ottenimento della licenza di esercizio, la quale sarà rilasciata dal MIC ed avrà una validità annuale.

2.11.2 Sintesi del DPR 185

Il DPR 185 - 13 Febbraio 1964 - *"Sicurezza degli impianti e protezione sanitaria dei lavoratori e delle popolazioni contro i pericoli delle radiazioni ionizzanti derivanti dall'impiego pacifico dell'energia nucleare"* è stato emanato in accordo con quanto stabilito dall'articolo 14 della legge 1860 - 31 Dicembre 1962 - *"Impiego pacifico dell'energia nucleare"* che delegava al Governo il compito di emanare norme per la sicurezza degli impianti e per la protezione dei lavoratori e della popolazione contro i pericoli derivanti dalle radiazioni.

Premesso quanto sopra, è riportato nel seguito l'elenco degli Articoli del DPR 185 di particolare interesse, cui farà seguito un breve riassunto del contenuto degli articoli stessi.

Art. 8 *Definizioni*

Nell'articolo è riportato per esteso il significato attribuito ad alcune terminologie cui viene fatto riferimento negli articoli successivi. Alcune di queste terminologie sono riportate nel successivo paragrafo 2.11.3.

Art. 11 *Istituzione della Commissione Tecnica per la Sicurezza Nucleare e la Protezione Sanitaria*

La Commissione Tecnica è presieduta da un membro del Consiglio di Amministrazione del CNEN ed è costituita da:

10 membri designati rispettivamente dai Ministeri dell'Interno, Industria, Lavoro, Lavori Pubblici e Sanità, in numero di due per ciascun ministero più due esperti designati dal Ministero della Marina Mercantile qualora gli impianti interessino il demanio marittimo;

4 membri designati dal Presidente del CNEN;

1 membro designato dal Presidente ANCC.

Possono essere chiamati dal Presidente a partecipare ai lavori della Commissione esperti italiani o esteri, qualificati in settori particolari.

Tutti i membri sono nominati con decreto del Presidente del CNEN e, indipendentemente dalla loro designazione, partecipano ai lavori della Commissioni in qualità di esperti e sono direttamente e personalmente responsabili del loro operato.

Art. 12 *Compiti della Commissione Tecnica*

La Commissione Tecnica esprime il proprio motivato parere su problemi di natura tecnica relativi alla sicurezza ed alla protezione sanitaria nei casi previsti esplicitamente dal DPR 185 e, comunque, ogni qualvolta sia richiesto dalle Amministrazioni interessate o dal Consiglio Interministeriale di Coordinamento.

I pareri espressi dalla Commissione Tecnica sono ufficialmente trasmessi al Ministero dell'Industria ed alle altre Amministrazioni interessate.

Art. 13 *Ispettori del CNEN*

Gli ispettori del CNEN nell'esercizio delle loro funzioni sono ufficiali di polizia giudiziaria.

Art. 37 *Documentazione di sicurezza nucleare e di protezione sanitaria*

Alla richiesta di autorizzazione alla costruzione di un impianto nucleare presentata al Ministero dell'Industria, il Richiedente deve allegare, come parte integrante della stessa, il progetto di massima dell'impianto ed il rapporto preliminare di sicurezza, con una precisa indicazione delle misure previste per la sicurezza nucleare e la protezione sanitaria.

Art. 39 *Istruttoria tecnica del CNEN*

La documentazione presentata dal Richiedente viene trasmessa al CNEN il quale, sulla base della documentazione ricevuta, effettua un'adeguata istruttoria tecnica e redige una propria articolata e motivata relazione di commento.

Art. 40 *Consultazione con le Amministrazioni interessate*

Il Ministero dell'Industria trasmette ai Ministeri dell'Interno, Sanità, Lavoro e Lavori Pubblici la documentazione presentata dal Richiedente e la relazione tecnica di commento del CNEN.

Tutti i Ministeri suddetti trasmettono al CNEN, entro sessanta giorni dal ricevimento della documentazione, i pareri relativi al progetto di massima ed alla localizzazione dell'impianto, con particolare riferimento agli aspetti tecnici di propria e diretta competenza.

Art. 41 *Parere del CNEN*

La Commissione Tecnica, dopo un attento esame della documentazione presentata dal Richiedente, della Relazione di commento del CNEN e tenendo conto dei pareri direttamente espressi dai Ministeri interessati, formula un parere tecnico finale sulla idoneità della localizzazione prevista e sulla rispondenza delle soluzioni prospettate dal Richiedente per la realizzazione dell'impianto proposto, limitatamente agli aspetti relativi alla sicurezza nucleare ed alla protezione sanitaria. Nel parere sono espressamente specificati eventuali condizionamenti e prescrizioni da rispettare nell'esecuzione del manufatto.

Il CNEN trasmette responsabilmente al Ministero dell'Industria il proprio parere elaborato sulla base di quello della Commissione Tecnica, con le eventuali osservazioni formulate dalle diverse amministrazioni interessate.

Il Ministero dell'Industria rilascia al Richiedente l'autorizzazione o il nulla osta alla costruzione dell'impianto sulla base del parere elaborato dal CNEN. Nel decreto di autorizzazione relativo sono riportate le eventuali prescrizioni e condizionamenti prima indicati e sono indicate le parti (sistemi, strutture e componenti) dell'impianto ritenute dal CNEN, sentita la Commissione Tecnica, rilevanti ai fini della sicurezza nucleare e della protezione sanitaria.

Art. 42 *Progetti particolareggiati di costruzione*

Il titolare dell'autorizzazione alla costruzione di cui all'Articolo 41, deve inviare per approvazione al CNEN i progetti particolareggiati delle parti rilevanti.

I progetti suddetti devono essere stati approvati dal CNEN, sentita la Commissione Tecnica, prima della costruzione e messa in opera dei manufatti cui i progetti si riferiscono.

La costruzione di tali manufatti viene effettuata sotto il controllo tecnico del CNEN che, attraverso i propri ispettori, vigila sulla rispondenza della costruzione ai progetti approvati dal CNEN stesso.

Art. 43 *Collaudi*

Art. 44 *Prove non nucleari*

Ultimata la costruzione delle parti rilevanti dell'impianto, il titolare del nulla osta deve dimostrare, mediante l'esecuzione di apposite prove ti tipo convenzionale (prove non nucleari), la rispondenza delle parti stesse alle specifiche di progetto.

Il titolare è inoltre tenuto a procedere alle prove combinate dell'impianto antecedenti al caricamento del combustibile, previa approvazioni da parte del CNEN del programma delle prove stesse. In particolare, per le prove ritenute dal CNEN rilevanti ai fini della sicurezza nucleare, le specifiche tecniche di ogni singola prova devono essere approvate dal CNEN prima della sua esecuzione.

Il CNEN ha il diritto di far assistere propri ispettori all'esecuzione delle prove stesse.

Al completamento con esito favorevole di tutte le prove antecedenti il caricamento del combustibile, il CNEN rilascia al titolare apposita certificazione dell'esito delle prove, attestante l'idoneità dell'impianto ad accogliere il combustibile nucleare.

Art. 45 *Prove nucleari*

Il titolare del nulla osta, prima di procedere all'esecuzione di prove od operazioni con combustibile nucleare (prove nucleari) deve ottenere da parte del CNEN l'approvazione del programma generale di dette prove e l'autorizzazione all'esecuzione di ciascuna di esse.

Per l'ottenimento dell'approvazione e delle autorizzazioni suddette, il titolare deve presentare al CNEN:

- il rapporto intermedio di sicurezza;
- il regolamento di esercizio;
- il manuale di operazione;
- il programma generale delle prove;
- il certificato di esito favorevole delle prove antecedenti il caricamento del combustibile;

- l'organigramma del personale preposto all'esercizio dell'impianto;
- le proposte di prescrizioni tecniche;
- le specifiche dettagliate di ciascuna prova.

Il CNEN, esaminata la documentazione presentata dal titolare e sentita la Commissione Tecnica, provvede all'approvazione del programma generale delle prove ed al rilascio delle autorizzazioni alla esecuzione delle singole prove.

Le prove nucleari sono eseguite a cura e sotto la completa responsabilità del titolare del nulla osta, rimanendo comunque fermo il diritto del CNEN di far assistere propri ispettori all'esecuzione delle prove stesse.

Per ogni singola prova nucleare, il titolare è tenuto a registrare i dati ottenuti secondo quanto stabilito nelle specifiche approvate. Copia di tali dati deve essere inviata al CNEN al termine della prova stessa.

Il CNEN rilascia al titolare del nulla osta apposite certificazioni sull'esito dei risultati ottenuti relativamente ai singoli gruppi delle prove nucleari eseguite.

Deve essere chiaramente sottolineato che l'approvazione da parte del CNEN del programma generale delle prove nucleari è comunque subordinato all'approvazione da parte del Ministero degli Interni del piano di emergenza esterna. In effetti, a partire dal caricamento del combustibile, l'impianto diventa effettivamente un impianto nucleare.

Art. 47 *Regolamento di esercizio*

Il regolamento di esercizio è approvato del CNEN, sentita la Commissione Tecnica.

Art. 48 *Manuale di istruzioni per le situazioni eccezionali*

Il manuale di operazione deve contenere in allegato un manuale di istruzioni per far fronte ad eventuali situazioni eccezionali che possono insorgere nell'impianto e che determinano la previsione od il verificarsi di un'emergenza nucleare.

Il manuale di operazione deve altresì contenere l'identificazione del personale addetto all'impianto che, in caso di situazioni eccezionali, deve essere adibito a mansioni di pronto intervento.

Art. 51 *Licenza di esercizio*

Il richiedente presenta al Ministero dell'Industria la domanda per l'ottenimento della licenza di esercizio dell'impianto, allegando alla stessa tutta la documentazione richiesta, che è sostanzialmente quella indicata nell'articolo 45 con l'aggiunta della certificazione di esito positivo delle prove nucleari. Copia della documentazione suddetta è inviata anche al CNEN.

Il CNEN, esaminata la documentazione e sentita la Commissione Tecnica, esprime il proprio parere al Ministero dell'Industria, prescrivendo eventualmente il rispetto di determinati limiti e condizioni operative nell'esercizio dell'impianto.

La licenza di esercizio è rilasciata dal Ministero dell'Industria, sulla base del parere del CNEN, inserendo nella stessa i limiti e le condizioni operative riportate nel parere del CNEN.

Art. 112 ÷ 122 *Stato di emergenza nucleare*

Per mantenere in limiti ragionevolmente accettabili i possibili effetti dannosi per la popolazione e per i beni circostanti all'impianto a seguito di situazioni incidentali che possono portare a rilasci significativi di materiali radioattivi all'esterno dell'impianto, deve essere predisposto un piano di emergenza esterna. Il piano di emergenza contiene l'insieme coordinato delle misure che devono essere prese dalle Autorità responsabili in caso di incidente per mitigare i possibili effetti sulla popolazione e sull'ambiente.

Il piano di emergenza viene definito sulla base di presupposti tecnici deducibili dal rapporto intermedio di sicurezza e da un rapporto tecnico contenente:

- la valutazione delle presumibili condizioni ambientali derivanti dai singoli incidenti presi in considerazione;
- la descrizione delle apparecchiature e delle attrezzature predisposte per il rilevamento e la misura della radioattività nelle aree circostanti l'impianto in caso di incedente.

L'Ente di controllo esamina il rapporto intermedio di sicurezza ed il rapporto tecnico presentati dal titolare dell'autorizzazione (proprietario dell'impianto e futuro Esercente) e li sottopone al parere della Commissione Tecnica. Il rapporto tecnico, munito del parere della Commissione Tecnica, è inviato dall'Ente di controllo al Ministero dell'Interno che provvede, entro 25 giorni, al suo inoltro al Prefetto competente. Al rapporto tecnico è allegato un documento contenente i lineamenti generali del piano di emergenza. Entro 40 giorni dal ricevimento della documentazione suddetta, un Comitato appositamente costituito presso la prefettura della Provincia dove è localizzato l'impianto, provvede alla compilazione del piano di emergenza, che viene trasmesso all'Ente di controllo il quale, sentita la Commissione Tecnica, lo invia, con le eventuali osservazioni, entro 30 giorni, al Ministero dell'Interno per la sua definitiva approvazione.

Copia del piano approvato viene trasmessa all'Ente di controllo, ai Ministeri rappresentati nel Comitato, nonché al Prefetto ed, a cura di quest'ultimo, a tutti gli organismi rappresentati nel Comitato. Un esemplare del piano di emergenza viene notificato, a cura del Prefetto, al titolare del nulla osta.

Il piano di emergenza deve essere sottoposto a revisione, a cura del Comitato, ogni sei mesi e, comunque, tutte le volte che si renda necessario per modificazioni intervenute nelle strutture coinvolte nell'attuazione del piano stesso.

Il piano di emergenza, nel caso in cui la situazione di pericolo per emergenza nucleare si estenda a più provincie, deve essere compilato per ciascuna provincia dal relativo Comitato e coordinato previa intesa fra i prefetti delle Provincie interessate. Il coordinamento dei piani provinciali è demandato al Prefetto della Provincia dove ha sede l'impianto.

In attuazione del piano di emergenza, il direttore responsabile dell'impianto nucleare ha l'obbligo di dare immediata comunicazione al Prefetto ed al Comandante dei VF di qualsiasi incidente nucleare che comporti pericolo per la pubblica incolumità. Il Comandante dei VF deve dare immediata comunicazione al Medico Provinciale e, constatata l'entità del pericolo, attua i primi interventi di propria competenza e richiede ai responsabili degli altri settori interessati l'adozione delle misure previste nel piano stesso.

Ai fini dell'attuazione del piano di emergenza, il Prefetto:

- determina, sentito il Comitato, la zona da considerare oggetto di pericolo e stabilisce le modalità per l'accesso, in tale zona, di persone, merci e mezzi di trasporto;
- sovrintende a tutte le operazioni di intervento e di soccorso, avvalendosi del Comitato;
- adotta tutte le misure che la gravità del caso impone nell'interesse della pubblica incolumità.

2.11.3 Definizioni di Massima di Alcuni Documenti Indicati nel DPR 185

Manuale di Istruzioni per le Situazioni Eccezionali: il manuale di operazione deve contenere in allegato un manuale di istruzioni per le situazioni eccezionali, che possono insorgere nell'impianto e che determinano la previsione od il verificarsi di un'emergenza nucleare. Il manuale di operazione deve altresì contenere l'identificazione del personale addetto all'impianto che, in caso di insorgenza di situazioni eccezionali, deve essere adibito a mansioni di pronto intervento.

Manuale di Operazione: documento contenente l'insieme delle disposizioni e delle procedure operative relative alle varie fasi di normale esercizio e di manutenzione dell'impianto, nel suo insieme e nei suoi sistemi e componenti, nonché le procedure da seguire in condizioni eccezionali.

Piano di Emergenza Esterno: Piano predisposto per assicurare la protezione della popolazione e dei beni dagli effetti dannosi derivanti da emergenza nucleare. Esso contiene l'insieme coordinato delle misure che devono essere prese dalle Autorità responsabili in caso di incidente che comporta pericolo per la pubblica incolumità.

Prescrizione Tecnica: documento nel quale sono contenuti l'insieme dei limiti e delle condizioni concernenti i dati ed i parametri relativi alle caratteristiche ed al funzionamento di un impianto nucleare nel suo complesso e nei singoli componenti, che hanno rilevanza per la sicurezza nucleare e per la protezione sanitaria.

Rapporto Preliminare, Rapporto Intermedio e Rapporto Finale di Sicurezza: documenti o serie di documenti tecnici contenenti le informazioni necessarie per l'analisi e la valutazione della installazione e dell'esercizio di un impianto nucleare, dal punto di vista della sicurezza nucleare e della protezione sanitaria dei lavoratori e della popolazione contro i pericoli delle radiazioni ionizzanti, e contenenti inoltre un'analisi ed una valutazione di tali pericoli. In particolare, i documenti debbono contenere (vedi Guida Tecnica N. 1) una trattazione degli argomenti seguenti:

- ubicazione del sito e sue caratteristiche fisiche, meteorologiche, demografiche, agronomiche ed ecologiche;
- edifici ed eventuali strutture di contenimento;
- descrizione tecnica dell'impianto nel suo insieme e nei suoi sistemi e componenti ausiliari, inclusa la strumentazione nucleare e non nucleare, i sistemi di controllo, i dispositivi di protezione ed i sistemi di raccolta, allontanamento e smaltimento (trattamento e scarico) dei rifiuti radioattivi;
- studio analitico di possibili incidenti derivanti da mal funzionamento di apparecchiature o da errori di operazione, e delle conseguenze previste, in relazione alla sicurezza nucleare ed alla protezione sanitaria;
- studio analitico delle conseguenze previste, in relazione alla protezione sanitaria, di scarichi radioattivi durante le fasi di normale esercizio ed in caso di situazioni accidentali o di emergenza;
- misure previste ai fini della prevenzione e protezione antincendio.

Rapporto Tecnico: questo rapporto è trasmesso all'ente di controllo, insieme al Rapporto Intermedio di Sicurezza, da parte del Richiedente il nulla osta con un anticipo non inferiore a 150 giorni all'esecuzione delle prove nucleari. I contenuti di questo rapporto sono:

a) esposizione analitica delle presumibili condizioni ambientali pericolose per la popolazione e per i beni, derivanti dai singoli incidenti nucleari credibili, in relazione alle caratteristiche strutturali e di esercizio dell'impianto, e delle prevedibili loro localizzazioni ed evoluzioni nel tempo;

b) descrizione delle attrezzature predisposte per il rilevamento e la misurazione della radioattività nell'ambiente circostante l'impianto, in caso di incidente.

L'ente di sicurezza esamina il Rapporto Intermedio di Sicurezza ed il Rapporto Tecnico e li sottopone, unitamente ad una relazione critica riassuntiva, al parere della Commissione Tecnica, che deve rilasciare un parere. Questo Rapporto viene successivamente trasmesso al Ministero dell'Interno e da questo al Prefetto competente per territorio, unitamente ad uno schema contenente i lineamenti generali della pianificazione che sarà attuata dal Comitato presso la Prefettura.

Registro di Esercizio: documento nel quale devono essere sistematicamente riportate in modo dettagliato le operazioni effettuate sull'impianto, i dati rilevati nel corso di tali operazioni ed ogni altro avvenimento di interesse per l'esercizio dell'impianto.

Regolamento di Esercizio: documento nel quale sono specificate l'organizzazione e le funzioni, in condizioni normali ed eccezionali, del personale addetto alla direzione, alla conduzione ed alla manutenzione di un impianto nucleare, nonché alla sorveglianze fisica e medica della protezione, in tutte le fasi, comprese quelle di collaudo ed avviamento.

Specifiche Tecniche di Prova: documento nel quale sono definite le procedure e le modalità che debbono essere applicate per l'esecuzione della prova. Nel documento devono essere riportati anche i risultati previsti. In ogni specifica tecnica di prova, oltre una breve descrizione della parte d'impianto e del macchinario impiegato nella prova stessa, devono essere precisate:

a) lo scopo della prova;

b) la procedura della prova;

c) l'elenco dei dati da raccogliere durante la prova;

d) gli eventuali valori minimi e massimi previsti delle variabili considerate durante la prova.

2.11.4 Guida Tecnica N. 1

GUIDA TECNICA N. 1

Raccomandazione

CONTENUTO DELLA DOCUMENTAZIONE

a) Progetto di massima
b) Rapporto preliminare di sicurezza

PER CENTRALI ELETTRONUCLEARI DI TIPO PROVATO AI SENSI DEGLI ARTT. 37 E 38 DEL DPR 185 - 1964

Nota esplicativa

PARTE A - SITO

A.1. DESCRIZIONE DEL SITO
A.2. METEOROLOGIA E CLIMATOLOGIA
A.2.1. Climatologia regionale
A.2.2. Meteorologia locale
A.2.3. Caratteristiche meteorologiche rilevanti per la sicurezza dell'impianto.

A.3. IDROLOGIA
A.3.1. Generalità
A.3.2. Idrologia terrestre, superficiale e sotterranea
A.3.3. Talassografia
A.3.4. Caratteristiche idrologiche rilevanti per la sicurezza dell'impianto.

A.4. GEOLOGIA E GEOTECNICA
A.4.1. Dati generali
A.4.2. Sismotettonica
A.4.3. Caratteristiche geotecniche e sismiche rilevanti per la sicurezza dell'impianto.

A.5. ECOLOGIA
A.6. UTILIZZAZIONE DEL TERRITORIO E DELLE ACQUE
A.7. DISTRIBUZIONE E CARATTERISTICHE DELLA POPOLAZIONE
A.7.1. Distribuzione della popolazione
A.7.2. Caratteristiche, attività, abitudini di vita e alimentari della popolazione.

A.8. LIVELLI DI RADIAZIONI E DI RADIOATTIVITÀ ARTIFICIALE O NATURALE NEL SITO

A.9. VALUTAZIONI DELL'IMPATTO AMBIENTALE DELL'IMPIANTO
A.9.1. Radiazione diretta
A.9.2. Rifiuti radioattivi liquidi
A.9.3. Rifiuti radioattivi aeriformi
A.9.4. Rifiuti radioattivi solidi
A.9.5. Impatto radiologico totale
A.9.6. Trasporti di materiali radioattivi
A.9.7. Smaltimento del calore
A.9.8. Altri rifiuti

A.10. PROGRAMMA DI STUDI AMBIENTALI

A.11. RETE DI SORVEGLIANZA AMBIENTALE

A.12. CONSEGUENZE RADIOLOGICHE DEI RILASCI ACCIDENTALI

PARTE B - IMPIANTO

B.1. INTRODUZIONE E DESCRIZIDNE GENERALE DELL'IMPIANTO
B.1.1. Introduzione
B.1.2. Descrizione generale dell'impianto
B.1.3. Tabelle di paragone con impianti analoghi
B.1.4. Identificazione dei principali Enti, Ditte e Organizzazioni che partecipano al progetto ed alla realizzazione.
B.1.5. Informazioni tecniche supplementari, eventualmente ritenute necessarie
B.1.6. Documentazione tecnica di riferimento

B.2. CRITERI GENERALI DI PROGETTO PER SISTEMI, STRUTTURE, APPARECCHIATURE E COMPONENTI
B.2.1. Identificazione dei criteri generali di progetto
B.2.2. Classificazione di sistemi, strutture e componenti
B.2.3. Criteri di progettazione contro gli eventi naturali
B.2.4. Criteri di progettazione contro « missili » di origine esterna

B.3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E SUOI SISTEMI COMPONENTI
B.3.1. Reattore
B.3.2. Sistema di refrigerazione del reattore
B.3.3. Sistema di contenimento
B.3.4. Sistemi ausiliari di refrigerazione del reattore
B.3.5. Sistemi di controllo e strumentazione
B.3.6. Sistemi di alimentazione elettrica
B.3.7. Sistemi ausiliari
B.3.8. Sistemi del turbo-alternatore e del condensatore
B.3.9. Sistema di smaltimento del calore del condensatore
B.3.10. Sistema di ventilazione e condizionamento
B.3.11. Sistemi di prevenzione, segnalazione ed estinzione incendi
B.3.12. Schermature
B.3.13. Sistemi di gestione dei rifiuti radioattivi liquidi
B.3.14. Sistemi di gestione dei rifiuti radioattivi aeriformi
B.3.15. Sistemi di gestione dei rifiuti radioattivi solidi
B.3.16. Sistemi di controllo radiologico

B.4. ANALISI DEGLI INCIDENTI
B.4.1. Generalità, introduzione e criteri generali di analisi
B.4.2. Analisi degli incidenti suscettibili di comportare rilascio di radioattività all'esterno dell'impianto
B.4.3. Analisi degli incidenti base di progetto

B.5. GARANZIA DELLA QUALITÀ
B.5.1. Direzione e pianificazione
B.5.2. Programma di garanzia della qualità

GUIDA TECNICA N. 1

NOTA ESPLICATIVA

1. Il presente documento contiene l'indicazione delle informazioni richieste per l'analisi preliminare di sicurezza e protezione da effettuarsi nell'ambito dell'istruttoria per il Nulla Osta alla costruzione di centrali elettronucleari di tipo provato. Se alcune informazioni, al momento della presentazione della documentazione, non fossero ancora disponibili nel dovuto grado di approfondimento e di dettaglio, esse possono limitarsi a stime, valutazioni e dati preliminari. In tale caso tali informazioni preliminari devono essere integrate dal programma degli studi e delle indagini che il proponente intende effettuare successivamente per completare le informazioni richieste.
2. Per facilitare l'istruttoria si ritiene opportuno che:
— tutta la documentazione sia redatta in un unico formato, da conservare anche in eventuali supplementi futuri; eventuali disegni o grafici debbano, per quanto possibile, essere dimensionati in modo da poter essere ridotti, opportunamente piegati, al formato prescelto;
— il contenuto dei documenti sia suddiviso, per quanto possibile, secondo lo schema proposto in capitoli (es. A.3), sezioni (es. A-3-4) e paragrafi (es. A-3-4-1), e la numerazione delle pagine sia, insieme a quella delle tabelle e delle figure, progressiva nella sezione (es. A-3-5/1; A-3-5/2 etc.) in modo da facilitare l'inserimento di eventuali futuri supplementi;
— eventuali allegati siano chiaramente riferiti al capitolo che li genera e numerati progressivamente in esso;
— se uno stesso argomento è pertinente, per diversi aspetti, a sezioni diverse del documento, gli eventuali riferimenti tra esse siano chiaramente identificabili;
— eventuali commenti o chiarimenti a tabelle siano inseriti come note alle tabelle stesse, evitando per quanto possibile commenti nel testo, quando questi non siano essenziali all'argomento trattato;
— sia da ritenere sconsigliabile la pratica di inserire nei documenti le riproduzioni fotografiche di carte o mappe topografiche, a meno che i fattori di riduzione adottati non siano chiaramente indicati e le riproduzioni conservino il grado di dettaglio e la facilità di interpretazione propri degli originali prescelti.
Ove ciò non sia possibile si ritiene consigliabile allegare direttamente la cartografia originale reperibile in commercio. Il grado di aggiornamento della cartografia è da intendersi riferito alla versione più recente della cartografia ufficiale, integrata per quanto necessario da eventuali rilievi aerofotogrammetrici fino al raggio di 10 km dall'impianto.
— tutta la documentazione, compresi eventuali allegati, sia riprodotta e trasmessa in 60 copie.

PARTE A - SITO

A.1. DESCRIZIONE DEL SITO

Questo paragrafo deve contenere quei dati e quegli elementi a carattere generale e descrittivo atti a dare una chiara visione del contesto geomorfologico, topografico e sociale nel quale l'impianto si viene a situare. Esso pertanto dovrebbe riportare:

— dati necessari alla identificazione del sito, cioè nome della località, Comune, Provincia, coordinate geografiche;

— definizione dell'estensione e dei confini dell'area prevista per l'impianto (area totale di proprietà, area occupata dell'impianto, area di esclusione prevista);

— descrizione delle proprietà confinanti con l'area prevista per l'impianto;

— visualizzazione della regione circostante il sito entro un raggio di 75 km, mediante carta geografica con scala 1:100.000.;

— visualizzazione di dettaglio della zona circostante il sito entro un raggio di 10 km, mediante carta topografica con scala 1:25.000.; con indicazione aggiornata delle vie di comunicazione e degli aeroporti, degli insediamenti urbani, degli impianti industriali, delle aziende agricole, dei parchi o di altri impianti pubblici, etc.

— commento delle mappe topografiche con cenni sulle caratteristiche topografiche (orografia, corpi d'acqua, etc.) della zona, sulle sue utilizzazioni principali (industrie, agricoltura, zootecnica, ecc.), sulle vie di comunicazione, sulle vie di acesso all'impianto, sugli insediamenti umani;

— commenti specifici su particolari caratteristiche che possono influire sul normale regime meteorologico ed idrografico della zona (valli, montagne, grandi estensioni d'acqua, esistenza di dighe, sbarramenti o altre strutture di controllo delle portate);

— eventuali altri elementi utili a caratterizzare la zona.

A.2 METEOROLOGIA E CLIMATOLOGIA

Le informazioni necessarie per l'analisi climatologica e micrometeorologica del sito sono le seguenti:

A.2.1. *Climatologia regionale*

— Descrizione del clima generale della regione, con discussione delle interrelazioni tra i processi a scala sinottica e le caratteristiche morfologiche della regione intorno all'impianto.

— Indicazione delle frequenze e delle intensità di fenomeni meteorologici eccezionali: precipitazioni molto intense, violente grandinate, tempeste, venti forti, trombe d'aria, etc.

A.2.2. *Meteorologia locale*

— Mappa delle stazioni di rilevamento di dati meteorologici esistenti nella zona e capaci di fornire dati utili per la valutazione delle caratteristiche meteorologiche del sito.

— Per il sito o per le stazioni di cui sopra giudicate maggiormente rappresentative del sito stesso, fornire i seguenti dati:

- distribuzione delle frequenze medie annuali e stagionali della direzione e velocità del vento sotto forma di rose dei venti per le seguenti 16 direzioni provenienza: 0-22·5°; 22·5°-45°; etc.);

- valori minimi e massimi mensili e annuali e medie mensili e annuali (e stagionali) della temperatura dell'aria, dell'umidità atmosferica, delle precipitazioni;

- dati sulla frequenza di nebbie e sulla persistenza dei venti (in direzione e velocità);

- dati preliminari sulle caratteristiche di stabilità dell'atmosfera sul sito (frequenza delle diverse categorie di stabilità, persistenza delle varie condizioni di stabilità, relazione tra la frequenza delle categorie di stabilità e le frequenze della direzione e velocità del vento);

- mappa mostrante le caratteristiche topografiche di dettaglio della zona entro un raggio di 10 km, e sezioni principali per una distanza di 10 km dall'impianto, con discussione degli effetti della topografia della zona sulla diffusione atmosferica degli effluenti, alle altezze di rilascio previste, a breve e a lungo termine.

- Se necessario, i dati anemologici riportati ai punti precedenti potranno essere integrati da dati relativi alla circolazione atmosferica a quote più elevate, qualora questi dati possano essere importanti ai fini della diffusione degli effluenti a media o grande distanza particolarmente per condizioni accidentali.

In mancanza di dati specifici sul sito o ad esso applicabili, le caratteristiche diffondenti dell'atmosfera potranno essere categorizzate secondo il modello di Pasquill.

A.2.3. *Caratteristiche meteorologiche rilevanti per la sicurezza dell'impianto*

Devono essere riassunti i dati relativi a fenomeni meteorologici eccezionali di qualsiasi natura che possono avere influenza sulla progettazione dell'impianto.

Deve essere inoltre definita la tromba d'aria di progetto, con indicazione dei valori assunti per:

— la velocità di rotazione

— la velocità di traslazione

— il massimo gradiente di depressione.

A.3 IDROLOGIA

A.3.1. *Generalità*

— Descrizione dettagliata del sito e di tutte le strutture e sistemi importanti per la sicurezza e per la protezione da un punto di vista idraulico-idrologico.

— Descrizione di tutti i corsi d'acqua e corpi d'acqua superficiali e sotterranei presenti nell'area generale del sito.

— Descrizione di tutte le strutture di controllo della portata a monte ed a valle del sito. Mappa originale indicante tutte le principali caratteristiche idrologiche.

A.3.2. *Idrologia terrestre, superficiale e sotterranea*

Debbono essere forniti i seguenti dati di base:

— Caratteristiche fisiche, chimiche e idrologiche delle acque superficiali e sotterranee nelle zone del sito e nelle sue adiacenze;

— variazioni stagionali delle caratteristiche sopramenzionate;

— dati sulla natura e quantità di eventuali contaminanti presenti nelle acque prima dell'entrata in funzione dell'impianto nucleare;

— descrizione di tutte le possibili reti di drenaggio naturali ed artificiali interessanti il sito e l'area circostante;

— escursioni temporali dei principali parametri fisici caratterizzanti i corpi d'acqua (temperatura, portata, velocità, altezza degli acquiferi, livelli fluviali e lacustri, maree, correnti) con un grado di dettaglio proporzionato alle esigenze di valutazione dell'interazione dell'impianto con l'ambiente (ad es. escursioni massime e valori medi giornalieri e mensili di temperatura delle acque superficiali, escursioni massime delle maree, etc...);

— per quanto riguarda le acque superficiali, che potrebbero ricevere contaminanti dall'impianto, la raccolta di questi dati va estesa fino alle massime distanze ritenute significative;

— se disponibili, devono venire fornite le isofreatiche per un raggio di 4-5 km.

A.3.3. *Talassografia*

A.3.3.1. Caratteristiche delle acque:
composizione, densità, materiali normalmente sospesi, *temperatura; eventuali anomalie locali di temperatura* con formazioni di strati; presenza di termoclino.

A.3.3.2. Correnti:
velocità, variazioni con la profondità, direzione e sue variazioni; correnti dovute a venti, a pressioni differenziali, ad affluenti di acqua dolce, a variazioni di densità; cicli stagionali.

A.3.3.3. Fondo marino:
batimetria, morfologia del fondo marino, tipo dei sedimenti, giacitura dei sedimenti.

A.3.3.4. Analisi dei fenomeni di interazione tra masse di acqua aventi densità e composizione chimica differente.

A.3.3.5. Modelli di diffusione in mare:

— definizione dei parametri atti a stabilire un modello, quali: correnti di qualsiasi natura, maree, differenze locali di densità e di temperatura.

A.3.4. *Caratteristiche idrologiche rilevanti per la si-*

curezza dell'impianto

Nel caso di siti fluviali:

— storia delle piene avvenute nell'area del sito, comprendendo piene dovute a qualsiasi causa;

— valutazione della massima piena probabile sul corso d'acqua o sui corsi d'acqua che interessano il sito. La determinazione di questa piena può venire effettuata sia attraverso una analisi statistica delle piene registrate in una sezione prossima al sito, oppure attraverso l'analisi statistica dei dati di piogge esistenti per il bacino o i bacini idrografici interessati e successiva trasformazione della massima pioggia probabile in portata;

— valutazione del massimo livello d'acqua possibile sul sito in coincidenza con la massima piena probabile. Tale valutazione va effettuata tenendo conto di ogni possibile fattore che possa influenzare i livelli, quali la presenza a valle e a monte di strutture di controllo della portata, trasporto solido, presenza di vegetazione nel corso d'acqua etc.;

— valutazione delle portate eccezionali eventualmente dovute a crolli di dighe o di strutture di controllo della portata o a frane a monte del sito;

— valutazione dei livelli d'acqua possibili sul sito in coincidenza degli eventi di cui al precedente paragrafo, nonché della velocità con cui l'acqua potrebbe investire il sito;

— Nel caso di siti costieri:
valutazione delle massime onde possibili nel tratto di costa interessato dal sito, dovute a qualsiasi origine; in particolare, esaminare la possibilità di onde di maremoto, di onde anomale dovute a particolarità costiere, di coincidenza tra onde dovute a venti eccezionali e maree eccezionali;

— Nel caso di siti costieri in prossimità di foci o estuari fluviali, esaminare la possibilità di coincidenza tra piene eccezionali e situazioni marine capaci di provocare un rigurgito sul fiume e quindi livelli d'acqua elevati.

A.4. GEOLOGIA E GEOTECNICA

A.4.1. *Dati generali*

Debbono essere forniti i seguenti dati di base, per quanto riguarda la geologia e la geotecnica del sito e della regione circostante:

— carte geologiche e tettoniche aggiornate in scala 1:25.000 comprendenti il sito e la regione circostante per un raggio di almeno 10 km;

— carta geologica dell'area del sito, in scala opportuna, sulla quale siano indicate le posizioni plano-altimetriche delle principali strutture dell'impianto;

— profili geologici della zona sottostante il sito;

— stratigrafie di massima;

— risultati delle prospezioni geofisiche;

— dati sulle proprietà statiche e dinamiche del terreno e delle rocce nel sito, tra cui granulometrie, limiti di Atterberg, umidità, densità, resistenza al taglio, densità relativa, moduli di taglio, rapporto di Poisson, moduli di elasticità cubica;

— dati sulle proprietà mineralogiche e litologiche dei terreni nel sito e nell'area circostante;

— descrizione di eventuali antiche linee di costa;

— valutazione della stabilità dei pendii naturali interessanti direttamente o indirettamente il sito;

— descrizione dell'idrologia sotterranea nella zona del sito per quanto riguarda gli aspetti geotecnici;

— dati sulla presenza, nella zona generale del sito, di forti emungimenti di acque o di altri fluidi dal sottosuolo, che possano influire sulla stabilità del terreno nel sito;

— dati sulle caratteristiche chimiche e fisiche dei terreni della zona del sito ai fini della valutazione del comportamento di radionuclidi rilasciati al terreno.

A.4.2. *Sismotettonica*

A.4.2.1. Individuazione e descrizione della provincia tettonica comprendente il sito e di quelle limitrofe e descrizione della relativa geologia;

— Individuazione e descrizione delle strutture tettoniche esistenti nella provincia tettonica comprendente il sito ed in quelle limitrofe;

— Inquadramento del sito rispetto alle provincie tettoniche ed alle strutture tettoniche circostanti il sito; (tale valutazione dovrebbe portare in conto anche i possibili effetti prodotti dalle attività dell'uomo, quali: estrazione di fluidi minerali, carichi sul terreno prodotti da dighe o bacini artificiali etc.);

A.4.2.2. Analisi degli effetti di sismi del passato sulla copertura superficiale e sul substrato del sito;
A.4.2.3. Elenco di tutti i sismi storici (riportati nelle cronache) che hanno avuto epicentro nella provincia tettonica comprendente il sito e quelle circostanti; nell'elenco vanno citati la data del sisma, il valore misurato o valutato della magnitudo o dell'intensità epicentro o della zona macrosismica di più alta intensità.
A.4.2.4. Correlazione, dove è possibile, degli epicentri o delle zone macrosismiche di più alta intensità dei sismi storici con le strutture tettoniche collocate nella provincia tettonica comprendente il sito o in quelle limitrofe. Nel caso in cui tale correlazione non sia possibile, gli epicentri o le zone macrosismiche di più alta intensità vanno associati all'intera provincia tettonica di cui fanno parte.
A.4.2.5. Entro la provincia tettonica comprendente il sito o in quelle limitrofe, si dovranno individuare le faglie attive che possano essere rilevanti nello stabilire i sismi di riferimento dell'impianto.
A.4.2.6. Entro la provincia tettonica comprendente il sito o in quelle limitrofe, per le faglie che sono considerate attive o rilevanti nella definizione dei sismi di riferimento dell'impianto, si dovrà determinare, possibilmente:

1) la lunghezza della faglia;

2) la eventuale relazione della faglia con le strutture tettoniche della regione;

3) la natura, l'entità degli spostamenti lungo la faglia, ed ogni possibile notizia sul comportamento della faglia nel tempo.

A.4.3. *Caratteristiche geotecniche e sismiche rilevanti per la sicurezza dell'impianto*

— Determinazione delle caratteristiche geotecniche, statiche e dinamiche, dei terreni che interessano la fondazione;

— Esame parametrico di massima delle caratteristiche di liquefazione dei materiali sottostanti il sito;

v

— Valutazione delle accelerazioni e delle forme spettrali dei sismi di riferimento dell'impianto.

A.5. ECOLOGIA

Questo capitolo deve contenere le informazioni sull'ambiente naturale e sugli equilibri e cicli ecologici al fine di: valutare la esposizione della popolazione attraverso le varie vie di esposizione interessate dagli scarichi radioattivi dell'impianto; individuare le vie critiche di esposizione nonché eventuali indicatori biologici, ai fini della sorveglianza ambientale; valutare, con riferimento agli scarichi termici, le alterazioni degli equilibri ecologici che potrebbero conseguire all'esercizio dell'impianto.
Il capitolo deve contenere una identificazione delle speci significative, vegetali ed animali, presenti nella zona interessata dagli scarichi dell'impianto, dei loro habitat e della loro distribuzione, nonché delle interrelazioni tra le specie e il loro ambiente.
Una specie va intesa come « significativa » se ricorre per essa una delle seguenti condizioni:

— la specie è di elevato valore commerciale o ricreativo;

— la specie è rara o in estinzione;

— la specie, con la sua presenza ed attività, influenza l'esistenza o il benessere di altre speci giudicate « significative », o influisce criticamente sull'equilibrio del sistema ecologico.
In particolare, il capitolo dovrebbe quindi contenere:

— elencazione degli organismi, con indicazione del loro habitat e della loro abbondanza (biomassa) e distribuzione, con particolare riferimento ai vertebrati terrestri ed agli organismi acquatici. Nella valutazione dovrebbero essere incluse le speci che migrano attraverso l'area in esame o la utilizzano come zona di riproduzione.
Dovrebbero essere forniti dati anche sul numero e sulla distribuzione dei principali animali domestici, con particolare riguardo a quelli maggiormente suscettibili di far parte di vie critiche di esposizione dell'uomo (per esempio le mucche, nella via di esposizione iodio-mucca-latte-uomo);

— mappa della distribuzione delle principali comunità o specie vegetali;

— discussione delle interrelazioni tra le specie e l'ambiente, comprendente la descrizione dell'uso che le speci fanno dell'ambiente (habitat, riproduzione, etc.), cicli vitali degli animali locali e degli organismi acquatici, normali fluttuazioni stagionali delle popolazioni e loro esigenze ambientali (per esempio intervalli di tolleranza della temperatura), catene alimentari ed altre relazioni tra specie.

A.6. UTILIZZAZIONE DEL TERRITORIO E DELLE ACQUE

Le informazioni richieste nel presente capitolo sono quelle relative alla situazione presente, integrate con ogni disponibile previsione futura.
Le informazioni sulle utilizzazioni del territorio e delle acque da parte dell'uomo, necessarie per l'analisi dell'impatto ambientale dell'impianto, sono le seguenti:

— tipi ed estensione degli usi del territorio (agricoltura, allevamento di bestiame, turismo, industria, riserve, caccia, etc.). I dati relativi all'area compresa entro un raggio di 10 km dall'impianto dovrebbero essere sufficientemente dettagliati, mentre per distanze maggiori sono sufficienti dati generali;

— vincoli di ogni genere (paesaggistici, archeologici, militari, ecc.) entro un raggio di 10 km dall'impianto;

— natura e quantità degli usi (attuali o previsti) delle acque superficiali (potabilizzazione, irrigazione, serbatoi, trasporti, etc.), delle aree marine o lacustri interessate dagli scarichi dell'impianto.
E' necessaria in particolare una mappa di tutte le utilizzazioni di acqua, con indicazione del tipo di utilizzazioni, (attuali o previste), delle portate prelevate, della entità della popolazione servita, esistenti lungo i corsi d'acqua potenzialmente interessati in modo significativo agli effluenti dell'impianto, (per il caso di impianti su fiumi), o entro un raggio di 50 km (per il caso di impianti su costa marina), o lungo tutta la costa del lago nel caso di impianti su laghi;

— censimento dei punti di prelievo di acque sotterranee (pozzi superficiali e profondi per usi alimentari ed agricoli) potenzialmente interessati in modo significativo, esistenti entro un ragio di 10 km dall'impianto ed in altre aree, anche al di fuori di tale raggio, bagnate da acque interessate dagli scarichi dell'impianto, con indicazioni della profondità di prelievo, del tipo di utilizzazione, delle portate prelevate e dell'entità della popolazione servita;

— dati sulla produzione di prodotti alimentari di origine agricola e zootecnica, con indicazione della produttività, della percentuale di autoconsumo e dei mercati di destinazione;

— dati sugli organismi acquatici (marini, fluviali, lacustri), derivanti da pesca commerciale e sportiva e da acquacoltura, con indicazione della produttività, della percentuale di autoconsumo e dei mercati di destinazione,

— dati sulle fonti di approvvigionamento idrico e alimentare della popolazione entro un raggio di 10 km dall'impianto;

— mappa e descrizione di massima degli impianti o attrezzature i cui incidenti potenziali possano influire sulla sicurezza dell'impianto: industrie pericolose, basi e poligoni militari, aeroporti, depositi di combustibile gasdotti, con indicazione delle relative « aree di influenza » in caso di incidente;

— mappa degli impianti di ogni genere che scarichino nell'ambiente effluenti radioattivi, termici o chimici capaci di interagire con gli effluenti dell'impianto in esame.

A.7. DISTRIBUZIONE E CARATTERISTICHE DELLA POPOLAZIONE

A.7.1. *Distribuzione della popolazione*

La distribuzione della popolazione deve essere descritta mediante i seguenti dati:

— mappa indicante le posizioni, le aree ed il numero di abitanti di tutti i centri abitati entro un raggio di 10 km dall'impianto;

— mappa indicante le posizioni ed il numero di abitanti dei centri abitati con popolazione superiore a 10.000 abitanti, entro un raggio di 75 km;

— mappa della distribuzione della popolazione espressa come numero di persone residenti per settori di corona circolare, compresi fra i raggi 1, 2, 3, 4, 5, 10, 20, 30,

40, 50, 75 km e gli angoli 0°-22,5°; 22,5°-45°; 45°-67,5° etc.;

— i dati sulla popolazione, nei centri abitati e nei settori di corona, dovrebbero essere riferiti ai seguenti momenti:

— anno del censimento più recente;

— momento del previsto avviamento dell'impianto;

— termine della vita prevista dell'impianto.
Le basi e le assunzioni per le previsioni di sviluppo della popolazione dovrebbero essere illustrate.

— Informazioni sulla distribuzione per età della popolazione nel sito circostante l'impianto;

— Descrizione delle variazioni stagionali, ed eventualmente giornaliere, della popolazione entro un raggio di 10 km. Dati sulla popolazione fluttuante, per ragioni turistiche e di lavoro, per i settori di corona circolare, compresi fra i raggi 1, 2, 3, 4, 5, 10 km e gli angoli precedentemente indicati;

— piani regionali di sviluppo e di assetto territoriale, ove esistano, riguardanti il territorio compreso entro un raggio di 75 km;

— informazioni, se disponibili, su proposte, studi di assetto territoriale dell'intera regione o regioni interessate, prodotti da Amministrazioni, Associazioni, Enti, Gruppi di studio etc.;

— piani regolatori o di fabbricazione dei comuni circostanti esistenti entro un raggio di 10 km;

— indicazione delle comunità e istituzioni (scuole, istituti, ospedali, fabbriche, caserme etc.) esistenti entro un raggio di 10 km e della relativa consistenza numerica (popolazione fissa e fluttuante).

A.7.2. *Caratteristiche, attività, abitudini di vita e alimentari della popolazione*

Questo paragrafo deve contenere le informazioni necessarie per permettere l'individuazione dei gruppi critici di popolazione e delle relative vie critiche di esposizione della popolazione.

A.8. LIVELLI DI RADIAZIONI E DI RADIOATTIVITA' ARTIFICIALE O NATURALE NEL SITO

Questo capitolo deve contenere dati sui livelli di radiazione e di radioattività naturale esistenti nella zona, nonché su eventuali livelli di radiazione o di radioattività artificiale dovuti ad altri impianti o ad altre fonti. Il paragrafo dovrebbe pertanto contenere:

— dati generali sulla intensità di esposizione gamma naturale in aria ad un metro dal suolo nella zona circostante entro un raggio di 50 km dall'impianto;

— mappa dettagliata dei valori dell'intensità dell'esposizione gamma naturale in aria ad un metro dal suolo nell'area compresa entro un raggio di 10 km dall'impianto, con indicazione del campo di variazione temporale (diurna o stagionale) dei suddetti valori;

— dati sulla concentrazione di radionuclidi naturali in aria, nelle principali acque superficiali e sotterranee, nei terreni, negli organismi più importanti, nei componenti principali delle diete tipiche definite per la popolazione locale; quanto sopra, nell'area compresa entro un raggio di 10 km dall'impianto, nonché in eventuali aree critiche al di fuori di tale raggio;

— indicazione di eventuali zone con livelli anomali di radiazione e radioattività naturale;

— dati sulla eventuale contaminazione dell'ambiente e delle catene alimentari dovuta a radionuclidi artificiali nella zona compresa entro un raggio di 10 km dall'impianto, nonché in eventuali aree critiche al di fuori di tale raggio. Particolare attenzione dovrà essere dedicata ai radionuclidi potenzialmente scaricabili dall'impianto.

A.9. VALUTAZIONE DELL'IMPATTO AMBIENTALE DELL'IMPIANTO

A.9.1. *Radiazione diretta*

Il paragrafo deve fornire una stima della dose annuale individuale (in mrem/anno) e della dose annuale collettiva (in rem uomini/anno) ricevuta dalle persone della popolazione, al di fuori dell'impianto, per irradiazione diretta da componenti dell'impianto (turbine, depositi e serbatoi di rifiuti radioattivi, etc.) nel corso del suo normale esercizio.
In particolare devono essere stimate le dosi che potrebbero essere ricevute dalle persone che risiedono in vicinanza del sito o frequentano collettività pubbliche come scuole, ospedali, etc.
La stima della dose collettiva alla popolazione da irradiazione esterna deve essere integrata con il contributo dovuto alla dose collettiva ai lavoratori dell'impianto, calcolata rispettivamente per il tempo trascorso sul posto di lavoro e per quello trascorso fuori dall'impianto (nel caso di lavoratori che risiedono in vicinanza dell'impianto).
Le valutazioni sopra indicate devono essere accompagnate dalla indicazione dei termini di sorgente assunti e dei metodi e dei parametri prescelti per il calcolo delle dosi da irradiazione esterna.

A.9.2. *Rifiuti radioattivi liquidi*

Il paragrafo deve fornire una stima della irradiazione della popolazione attraverso le varie vie di esposizione associate allo scarico di effluenti radioattivi liquidi, insieme con la descrizione e giustificazione degli elementi di valutazione utilizzati. Pertanto il paragrafo deve comprendere:

— valutazione degli scarichi annuali previsti per ogni nuclide significativo (in termini di Ci/anno e di concentrazione medie e massime annuali al punto di immissione nell'ambiente), con indicazione della fonte di provenienza (sistema dell'impianto) di ogni rifiuto, dell'andamento temporale previsto per gli scarichi (continuo, discontinuo, frequenze, portate, etc.) delle caratteristiche chimiche e fisiche degli effluenti. Tali informazioni devono riguardare le condizioni normali di esercizio e i transitori operazionali previsti;

— individuazione di tutti i punti di rilascio degli effluenti nell'ambiente, mediante indicazione su mappa dell'impianto e del sito;

— stima delle concentrazioni medie annuali di radionuclidi nel corpo d'acqua ricevente nei luoghi dove le acque sono utilizzate o dove vivono organismi biologici importanti per le catene alimentari umane (se gli scarichi sono discontinui è necessario stimare anche le concentrazioni di picco oltre alle medie annuali);

— stima delle concentrazioni medie annuali (e di picco ove necessario) dei radionuclidi negli organismi acquatici e terrestri e in altri prodotti (pesci, molluschi,

vegetali, latte, prodotti agricoli) rilevanti per le catene alimentari umane;

— *stima dell'incorporazione annuale di radionuclidi* da parte degli individui della popolazione attraverso le varie vie di esposizione;

— stima delle seguenti dosi annuali dovute a tutte le vie di esposizione (sia interna che esterna) connesse con gli scarichi liquidi:
1) dose al corpo intero e agli organi significativi per gli individui (bambini e adulti) dei gruppi critici della popolazione (mrem/anno);
2) dose media individuale al corpo intero alla popolazione (mrem/anno)
3) dose collettiva al corpo intero, e agli organi più importanti (tiroide, ossa, ove sia il caso), alla popolazione (rem uomini/anno).

Descrizione e giustificazione dei modelli di calcolo adottati e della scelta dei relativi fattori numerici (fattori di diluizione, fattori di concentrazione e di accumulo, portate di irrigazione, vite medie ecologiche, fattori metabolici, consumi alimentari, etc.).

A.9.3. *Rifiuti radioattivi aeriformi*

Il paragrafo deve fornire una stima dell'irradiazione della popolazione attraverso le varie vie di esposizione associate allo scarico di effluenti radioattivi aeriformi, insieme con la descrizione e giustificazione degli elementi utilizzati.
Pertanto il paragrafo deve comprendere:

— valutazione degli scarichi annuali previsti per ogni radionuclide significativo (in termini di Ci/anno e di Ci/sec medi e massimi annuali), con indicazione della fonte di provenienza (sistema e edificio) di ogni rifiuto, dell'andamento temporale previsto per gli scarichi (continuo, discontinuo, frequenza, portata, etc.), delle caratteristiche fisiche e chimiche degli effluenti (gas, alogeni, vapori, particolati, ecc.).
Tali informazioni devono riguardare le condizioni normali di esercizio e i transitori operazionali previsti:

— individuazione di tutti i punti di rilascio degli effluenti all'atmosfera, mediante indicazione della posizione (su mappa dell'impianto e del sito), dell'altezza dal suolo, della portata di scarico degli effluenti, della velocità di efflusso degli effluenti, delle dimensioni o del diametro della bocca di uscita, della temperatura degli effluenti. Nel caso di punti di scarico di altezza dal suolo minore di 2,5 volte l'altezza degli edifici circostanti è necessario fornire le opportune informazioni sull altezza, posizione, dimensioni e forma di tali edifici;

— stima della massima media annuale del fattore di diluizione X/Q al di fuori della zona di esclusione per ogni punto di scarico di routine.
Stima dell'andamento dei valori medi annuali di X/Q per i settori radiali principali in funzione della distanza sino a 75 km dall'impianto.
I valori sopra indicati vanno definiti sulla base dei dati meteorologici caratteristici o assunti per il sito;

— stima della distribuzione delle concentrazioni medie annuali dei radionuclidi, in aria a livello del suolo, intorno al sito, a partire dalla zona di esclusione sino a 75 km dall'impianto stesso: tale distribuzione deve essere valutata lungo le 16 direzioni principali, e dovrebbe essere rappresentata sotto forma grafica di isoplete. Per gli scarichi aventi carattere discontinuo, a picchi, fornire una stima delle concentrazioni massime, in aria a livello del suolo, in funzione della distanza dai punti di scarico;

— stima della distribuzione delle concentrazioni medie annuali dei radionucli più significativi depositati al suolo, a partire dalla recinzione dell'impianto sino a 75 km dall'impianto stesso. Tale distribuzione deve essere valutata lungo le 16 direzioni principali e dovrebbe essere rappresentata sotto forma grafica di isoplete. Per gli scarichi aventi carattere discontinuo, fornire una stima delle concentrazioni massime depositate al suolo in funzione della distanza dai punti di scarico;

— stima della distribuzione delle concentrazioni medie (e di picco ove necessario) dei radionuclidi negli organismi e nei prodotti (vegetali, latte, etc.) rilevanti per le catene alimentari umane;

— stima dell'incorporazione anuale di radionuclidi da parte degli individui della popolazione attraverso le varie vie di esposizione;

— stima delle seguenti dosi annuali dovute a tutte le vie di esposizione (esterne ed interne) connesse con gli scarichi aeriformi:

1) dose al corpo intero e agli organi significativi per gli individui (adulti e bambini) dei gruppi critici della popolazione (mrem/anno);

2) dose media individuale al corpo intero alla popolazione (mrem/anno);

3) dose collettiva al corpo intero ed agli organi più importanti (tiroide, ossa, ove sia il caso), alla popolazione (rem uomini/anno).
Descrizione e giustificazione dei modelli di calcolo adottati e della scelta dei relativi fattori numerici (fattori di diluizione, fattori di « wash-out », velocità di deposizione, fattori di concentrazione e di accumulo, vite medie ecologiche, fattori metabolici, consumi alimentari, etc.).

A.9.4. *Rifiuti radioattivi solidi*

Con riferimento a quanto contenuto in B-3-15, questo paragrafo deve fornire gli elementi di valutazione delle condizioni e delle garanzie di protezione con cui i rifiuti radioattivi solidi sono condizionati, conservati temporaneamente sul sito ed allontanati dal sito.
Esso pertanto deve comprendere:

— indicazione delle quantità, volumi, attività, radionuclidi presenti, per i diversi rifiuti solidi prodotti;

— indicazione dei tipi di condizionamento impartiti ai vari rifiuti in relazione alla loro attività specifca ed alle loro caratterstiche fisiche e chimiche;

— analisi di presumibili rischi di contaminazione dell'ambiente e di irradiazione della popolazione, associati con il deposito dei rifiuti (possibili fughe, dispersioni nel sottosuolo, rapporti con le acque sotterranee, possibilità di ritorno all'uomo, possibili vie di esposizione etc.);

— modalità presumibili di allontanamento dal sito (condizionamento trasporto, deposito definitivo o smaltimento in mare etc.);

— analisi dei presumibili rischi connessi con l'allontanamento dei rifiuti solidi dal sito.

A.9.5. *Impatto radiologico totale*

Le conseguenze radiologiche globali dell'esercizio dell'impianto devono essere riassunte mediante una tabella che indichi le dosi totali alla popolazione dovute a tutte le vie di esposizione e a tutte le condizioni di esercizio dell'impianto (normali e transitori operazionali), come segue:

— dose individuale massima totale al corpo intero dovuta agli scarichi liquidi ed aeriformi ed alla eventuale radiazione diretta, con indicazione del relativo gruppo o gruppi critici, e della consistenza di questi ultimi;

— dosi individuali massime ogli organi dovute agli scarichi liquidi ed aeriformi ed alla eventuale radiazione diretta, con indicazione del relativo gruppo o gruppi critici e della consistenza di questi ultimi;

— dosi collettive totali al corpo intero e agli organi più importanti dovute agli scarichi liquidi aeriformi ed alla eventuale radiazione diretta.

A.9.6. *Trasporti di materiali radioattivi*

Questo paragrafo ha lo scopo di raccogliere gli elementi di base per la valutazione della componente dello impatto ambientale dell'impianto in esame dovuta ai trasporti di materiali radioattivi da e per l'impianto stesso. Esso dovrebbe pertanto contenere:

— stima del peso di combustibile irradiato da spedire annualmente del sito, il numero di trasporti per anno, il burn-up medio e massimo del combustibile, il tempo di raffreddamento prima della spedizione, la destinazione dei trasporti di cui sopra ed il loro presumibile itinerario;

— stima del peso, volume ed attività dei rifiuti radioattivi solidi da allontanare annualmente fuori del sito, con indicazione del tipo di condizionamento a cui essi sono assoggettati sul sito prima della spedizione.

A.9.7. *Smaltimento del calore*

Sulla base delle informazioni fornite nel paragrafo B.3.9 sulle condizioni tecniche previste per il sistema di smaltimento del calore del condensatore, il presente paragrafo dovrebbe contenere un esame, per quanto possibile completo, degli effetti sugli ecosistemi interessati dalla immissione nell'ambiente dei rifiuti termici dell'impianto e degli eventuali effetti collaterali derivanti da particolari soluzioni tecniche. In particolare dovrebbero essere trattati gli argomenti seguenti, fornendo tutte le informazioni ritenute necessarie per l'esame delle conclusioni raggiunte:

— caratterizzazione della sorgente di acqua per il raffreddamento, con indicazione tra l'altro della temperatura, delle caratteristiche di stratificazione e delle eventuali variazioni temporali.

— caratteristiche generali dell'opera di presa, corredate di disegni e posizione nel corpo idrico, con indicazione della portata d'acqua derivata e degli accorgimenti previsti per limitare l'ingresso di organismi acquatici e l'impatto ambientale sia dell'opera di presa sull'ambiente (griglie, tamburi, rotanti, ecc.) sia dei sistemi previsti per la rimozione di alghe, molluschi e altri organismi che tendono a depositarsi sulle pareti della struttura;

— caratteristiche generali dell'opera di restituzione corredate da disegni e posizione nel corpo idrico. Indicazione della portata di scarico e del posizionamento della struttura nel corpo d'acqua ricettore;

— stima del comportamento e della dispersione degli effluenti termici nello spazio e nel tempo. Descrizione della prevista (o probabile) zona di miscelazione e di eventuali barriere termiche. A tal fine sono integranti la descrizione e discussione dei modelli matematici e/o idraulici e dei criteri di elaborazione e di valutazione dei dati utilizzati per la stima di cui sopra: i dettagli dei metodi di calcolo utilizzati per la previsione delle configurazioni del pennacchio caldo vanno riportati in appendice, insieme con l'indicazione della bibliografia di riferimento.

— descrizione dei possibili effetti del calore smaltito sugli organismi acquatici (vegetali e animali); con indicazione delle basi assunte per le previsioni di tali effetti, e con riferimento specifico alle caratteristiche ecologiche a suo tempo descritte.
Gli effetti termici prevedibili devono essere valutati in relazione agli intervalli di temperatura optimum e di tolleranza delle specie acquatiche importanti presenti e degli organismi che ne rappresentano la principale base di nutrimento. Questa valutazione deve riferirsi non solo alla zona di miscelazione, ma all'intero habitat acquatico potenzialmente interessato dagli scarichi termici dell'impianto;

— descrizione dei rischi potenziali per le specie di pesci e degli organismi che ne costituiscono il nutrimento, a causa delle caratteristiche dell'opera di presa e della opera di scarico delle acque di raffreddamento. Esame delle precauzioni di progetto e di esercizio previste per minimizzare tali rischi;

— discussione degli effetti biologici potenziali della modificazione della circolazione naturale del corpo d'acqua, specie quando l'acqua è estratta da una zona o da un corpo d'acqua e scaricata in un'altra zona o altro corpo d'acqua. Questa discussione deve riguardare tra l'altro fattori come l'alterazione dell'ossigeno disciolto, e del contenuto di nutrienti e della loro distribuzione nel corpo d'acqua ricevente, la presenza di barriere termiche, etc.;

— discussione dei possibili effetti sulla vita acquatica dovuti a brusche variazioni di temperatura (arresto del reattore ed altre variazioni operative aventi riflessi sulla temperatura degli effluenti), anche in relazione alla loro dipendenza dalla stagione dell'anno. Stima dei possibili spegnimenti programmati e non programmati del reattore nel corso di ogni anno (ad esempio sui programmi di ricarica del combustibile). Descrizione delle precauzioni procedurali previste per minimizzare lo shock termico degli organismi acquatici durante lo spegnimento del reattore;

— discussione, ove del caso, dei possibili effetti ambientali di sistema indiretti di smaltimento del calore come torri, bacini di evaporazione, spray ponds, diffusori, con particolare riferimento ai possibili effetti meteorologici negativi (nebbia, ghiaccio, riduzione di insolazione, pioggia artificiale, « drift » da torri di raffreddamento), al rumore, ai possibili sinergismi dovuti al mescolamento del vapore o dei materiali rilasciati dalle torri per fenomeni di « drift » con altri effluenti presenti nell'atmosfera, alle possibili alterazioni delle caratteristiche della falda freatica nel caso di un bacino di evaporazione etc.;

— descrizione di eventuali utilizzazioni del calore residuo da parte di strutture coordinate al di fuori della centrale (allevamenti, riscaldamento urbano, acquacoltura, serre, etc.);

A.9.8. *Altri rifiuti*

Per la valutazione di eventuali fenomeni di sinergismo con altri effetti alterogeni provocati dall'impianto do-

IX

vrebbero essere fornite, per quanto necessario, le seguenti notizie:

— valutazione delle concentrazioni massime e medie di sostanze chimiche e di solidi contenute negli effluenti o salamoie da sistemi di raffreddamento, nonché della deposizione al suolo nella zona circostante di sostanze chimiche e di solidi dispersi dai sistemi di raffreddamento o spruzzamento o dalle torri di raffreddamento;

— indicazione delle possibili vie di dispersione o di riconcentrazione di tali rifiuti nell'ambiente, valutazione dei livelli ambientali nelle condizioni previste di esercizio;

— stima dei possibili effetti di tali inquinanti e valutazione di eventuali fenomeni di accumulo;

— descrizione dei modelli di calcolo adottati e dei relativi fattori numerici.

Questo paragrafo dovrebbe anche contenere indicazioni sommarie su altri rifiuti non radioattivi, liquidi ed aeriformi, eventualmente immessi nell'ambiente in quantità significative (rifiuti di laboratori, scarichi di motori diesel, di inceneritori, di impianti di riscaldamento etc.).

A.10 PROGRAMMA DI STUDI AMBIENTALI

In questo capitolo l'esercente deve indicare i programmi di studi ambientali che intende compiere allo scopo di:

— controllare la validità e l'applicabilità al sito in esame dei modelli ambientali (di diffusione atmosferica, di diluizione nelle acque superficiali o in mare, delle interazioni con la falda, delle vie di ritorno all'uomo o della riconcentrazione in particolari segmenti ambientali, etc.) utilizzati nella valutazione dell'impatto ambientale dell'impianto sotto il profilo sia radiologico che termico;

— approfondire la conoscenza dei vari aspetti ambientali (ecologia, geologia, idrologia superficiale e sotterranea, talassografia, meteorologia, demografia, caratteristiche ed abitudini della popolazione etc.) e controllare la validità e la possibilità di estrapolazione delle statistiche raccolte;

— avere tempestiva cognizione di ogni significativo cambiamento delle caratteristiche ambientali rilevanti ai fini della sicurezza e della protezione sanitaria.

A.11. RETE DI SORVEGLIANZA AMBIENTALE

In questo paragrafo dovrebbero essere fornite le seguenti informazioni:

— descrizione della rete preoperativa di sorveglianza ambientale, con indicazione delle misure, dei tipi di campioni, dei punti di raccolta e delle frequenze di prelievo, delle tecniche di trattamento ed analisi, nonché della strumentazione impiegata e della sensibilità di essa; mappa indicante i punti di prelievo;

— giustificazione della rete proposta, in relazione allo stato del sito prima della costruzione dell'impianto ed alla prevedibile configurazione della rete operativa per le condizioni di esercizio;

— esame della idoneità delle tecniche di prelievo e misura agli scopi prefissi, programma di calibrazione e confronto;

— esame dei metodi di elaborazione dei dati raccolti.

A.12. CONSEGUENZE RADIOLOGICHE DEI RILASCI ACCIDENTALI

Per valutare le conseguenze radiologiche per la popolazione dovute a rilasci accidentali di radioattività è necessario disporre delle seguenti informazioni:

— caratteristiche spaziali e temporali dei rilasci (punto e altezza di rilascio, attività rilasciante dei diversi radionuclidi, andamento nel tempo del rilascio dei diversi radionuclidi);

— indicazione dei modelli di calcolo e delle assunzioni sui parametri ambientali adottati per la valutazione della dispersione della radioattività nell'ambiente;

— calcolo dei fattori di diluizione per vari tempi, opportunamente scelti dal momento dell'inizio del rilascio, e per l'intera durata dell'incidente e delle relative concentrazioni integrate in aria $\frac{(Ci:sec)}{m^3}$ in funzione della distanza dall'impianto;

— calcolo dei seguenti dati:

a) dosi individuali (rem) (comprensivi, se necessario, dei contributi dell'inalazione e dell'irraggiamento esterno dalla nube o dal suolo) al corpo intero ed agli organi critici (riferiti ai principali radionuclidi rilasciati nell'incidente) per bambini e per adulti, in funzione della distanza;

b) dosi collettive (rem uomini) (comprensivi, se necessario dei contributi dell'inalazione e dell'irraggiamento esterno dalla nube o dal suolo) al corpo intero ed agli organi critici (riferiti ai principali radionuclidi rilasciati nell'incidente); calcolate — tenendo conto della distribuzione spaziale e per età della popolazione — per ciascuno dei 16 settori principali di 22:5°;

c) concentrazioni superficiali ($\mu Ci/m^2$) di attività depositata al suolo per i principali radionuclidi rilasciati nell'incidente, in funzione della distanza;

d) stima della possibile contaminazione, in termini di concentrazioni di attività, dei principali alimenti prodotti o utilizzati nella zona interessata dall'incidente;

e) stima degli impegni di dosi individuali derivanti dal consumo di eventuali prodotti contaminati;

f) valutazione della possibile dose collettiva derivante dal consumo di eventuali prodotti contaminati;

g) indicazione di possibili interventi sul sito per ridurre gli effetti al punto *e*1 e *f*);

— indicazione dei modelli di calcolo e delle assunzioni sui parametri ambientali o metabolici adottati per la valutazione delle dosi.

Nel caso di incidente con rilascio non nell'atmosfera, ma nelle acque superficiali o sotterranee, va seguita una procedura logica di analisi analoga a quella sopra descritta per i rilasci all'atmosfera.

x

PARTE B - IMPIANTO

B.1. INTRODUZIONE E DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

Questo capitolo deve fornire gli elementi descrittivi fondamentali dell'impianto, dell'ubicazione e del quadro tecnico-organizzativo in cui il richiedente si propone di operare.

B.1.1. *Introduzione*

Informazioni introduttive circa il sito e l'impianto (numero di unità nucleari sul sito, filiera di appartenenza, tipo di contenimento, potenza termica ed elettrica, date programmate per l'inizio ed il completamento dei lavori di costruzione sul sito e per l'esercizio commerciale).

B.1.2. *Descrizione generale dell'impianto*

Deve essere fornita una descrizione riassuntiva dell'impianto in relazione all'ubicazione prescelta, con riferimento agli aspetti di sicurezza nucleare e protezione sanitaria. La disposizione generale dell'impianto deve essere presentata con un sufficiente numero di schemi grafici, piante e sezioni. Devono essere indicati eventuali problemi particolari di progetto o realizzazione derivanti dalla ubicazione prescelta.

B.1.3. *Tabelle di paragone con impianti analoghi*

Devono essere presentati, in forma tabellare, i parametri e le caratteristiche principali di progetto dell'impianto paragonati a quelli degli altri impianti dello stesso tipo. Di questi deve essere indicato lo stato di avanzamento (se in costruzione o in esercizio) e lo stato della procedura autorizzativa.

B.1.4. *Identificazione dei principali Enti, Ditte o Organizzazioni che partecipano al progetto ed alla realizzazione.*

Deve essere esposto il quadro tecnico-organizzativo della fornitura dell'impianto, mediante la identificazione dei principali contraenti che partecipano al progetto ed alla realizzazione dell'impianto e l'indicazione delle rispettive aree di responsabilità.

B.1.5. *Informazioni tecniche supplementari, eventualmente ritenute necessarie.*

Devono essere identificati e discussi quegli eventuali aspetti del progetto dell'impianto che, al momento dell'istanza per il nulla-osta alla costruzione, pur essendo rilevanti dal punto di vista della sicurezza nucleare e protezione sanitaria, non sono ancora risolti. In tali casi vanno forniti: l'identificazione del problema in questione, le informazioni tecniche necessarie per la sua soluzione, il programma da realizzare per ottenere i necessari elementi tecnici, le alternative di progetto o di esercizio atte a risolvere il problema.

B.1.6. *Documentazione tecnica di riferimento*

E' consentito il riferimento a documenti tecnici separati. In questo paragrafo deve essere fornita la lista completa dei documenti di riferimento che si intendono utilizzare come facenti parte della documentazione a corredo della istanza. Detti documenti dovranno venire allegati all'istanza, a meno che non siano già stati trasmessi dallo stesso richiedente con istanze precedenti.

B.2. CRITERI GENERALI DI PROGETTO PER SISTEMI, STRUTTURE, APPARECCHIATURE E COMPONENTI.

Questo capitolo deve fornire la identificazione e presentazione organica dei criteri generali adottati per la progettazione dell'impianto e delle modalità di applicazione di tali criteri al caso specifico. Oltre alla elencazione dei criteri di progetto, deve essere indicato brevemente come le soluzioni previste dal progetto di massima soddisfano al criterio stesso. Deve essere altresì indicata la normativa adottata per la progettazione e costruzione dei principali componenti dell'impianto, in accordo con i criteri di progetto esposti. Quella che segue rappresenta una possibile articolazione del contenuto del presente capitolo.

B.2.1. *Identificazione dei criteri generali di progetto*
B.2.2. *Classificazione di sistemi, strutture e componenti*
B.2.2.1. Classificazione sismica
B.2.2.2. Classificazione per gruppi di qualità
B.2.3. *Criteri di progettazione contro gli eventi naturali*
B.2.3.1. Criteri di progettazione antisismica
B.2.3.1.1. Dati di ingresso
B.2.3.1.2. Metodo di progetto delle strutture di classe sismica I e II
B.2.3.1.3. Criteri di progetto antisismico per la strumentazione e le apparecchiature elettriche.
B.2.3.2. Criteri di progetto contro gli effetti di possibili allagamenti
B.2.3.3. Criteri di progettazione contro li effetti di venti eccezionali e trombe d'aria.
B.2.4. *Criteri di progettazione contro « missili » di origine esterna.*

B.3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E SUOI SISTEMI COMPONENTI

Il presente capitolo deve ornire una descrizione sommaria dei sistemi costitutivi dell'impianto.
Per ciascuno di tali sistemi devono essere forniti gli obiettivi ed i criteri base di progetto, mettendone in luce la congruenza con i criteri generali già esposti al Cap. A.2, nonché una descrizione generale, corredata dai necessari disegni, diagrammi e schemi grafici. Devono essere forniti i dati e gli elementi necessari per l'analisi degli incidenti contenuta nel Cap B.4. Con particolare ampiezza devono essere trattati i sistemi di trattamento, immagazzinamento e smaltimento dei rifiuti radioattivi. Quella che segue rappresenta una possibile articolazione del contenuto del presente capitolo.

B.3.1. *Reattore*

Descrizione generale (Recipiente, componenti interni, configurazione del nocciolo, elementi di combustibile, elementi di controllo, sistemi di controllo della reattività, obiettivi e criteri per la progettazione neutronica, termoidraulica e meccanica).
B.3.2. *Sistema di refrigerazione del reattore*
B.3.2.1. Descrizione generale con diagrammi di processo, strumentazione ed informazioni generali sulla disposizione fisica dei componenti.
B.3.2.2. Criteri e basi di progetto.
B.3.3. *Sistemi di contenimento*
B.3.3.1. Obiettivi, criteri e basi di progetto
B.3.3.2. Descrizione generale dei sistemi di contenimento (contenitore e sistemi ausiliari).
B.3.4. *Sistemi ausiliari di refrigerazione del reattore*
B.3.4.1. Obiettivi, criteri e basi di progetto.
B.3.4.2. Descrizione dei sistemi.
B.3.5. *Sistemi di controllo e strumentazione*
B.3.5.1. Identificazione dei sistemi di controllo e

strumentazione che esplicano funzioni di sicurezza.
B.3.5.2. Sistemi di regolazione e controllo - Descrizione generale e identificazione delle funzioni rilevanti per la sicurezza.
B.3.5.3. Sistemi di arresto rapido del reattore - Identificazione e descrizione generale; classificazione e criteri di progetto.
B.3.5.4. Attuazione e controllo dei sistemi rilevanti per la sicurezza - Descrizione generale dei sistemi di attuazione e controllo e criteri di progetto.
B.3.6. *Sistemi di alimentazione elettrica*
B.3.6.1. Introduzione
B.3.6.2. Sistemi di alimentazione esterna - Descrizione generale e criteri di progetto.
B.3.6.3. Sistemi di alimentazione di emergenza (c.a. e c.c.) Descrizione generale e criteri di progetto.
B.3.7. *Sistemi ausiliari*
inclusi i sistemi di manipolazione e deposito del combustibile, i sistemi dell'acqua servizi, ecc.
B.3.7.X. Sistema
B.3.7.X.1. Obiettivi, criteri e basi di progetto
B.3.7.X.2. Descrizione del sistema
B.3.8. *Sistemi del turboalternatore e del condensatore*
B.3.8.1. Criteri di progetto
B.3.8.2. Descrizione generale dei sistemi.
B.3.9. *Sistema di smaltimento del calore del condensatore*
B.3.9.1. Obiettivi, criteri e basi di progetto
B.3.9.2. Descrizione generale del sistema di smaltimento del calore.
B.3.10. *Sistemi di ventilazione e condizionamento*
B.3.10.1. Obiettivi, criteri e basi di progetto
B.3.10.2. Descrizione generale dei sistemi
B.3.10.3. Criteri di esercizio e prova..
B.3.11. *Sistemi di prevenzione, segnalazione ed estinzione incendi*
B.3.11.1. Obiettivi, criteri e basi di progetto
B.3.11.2. Descrizione generale dei sistemi
B.3.12. *Schermature*
B.3.12.1. Obiettivi e criteri di progetto
B.3.12.2. Identificazione e valutazione delle sorgenti di radiazione
B.3.12.3. Descrizione dei sistemi (caratteristiche, metodi di calcolo etc.).
B.3.13. *Sistemi di smaltimento dei rifiuti radioattivi liquidi*
B.3.13.1. Obiettivi, criteri e basi di progetto
B.3.13.2. Identificazione delle sorgenti e valutazione della produzione
B.3.13.3. Descrizione generale dei sistemi di trattamento. Criteri di esercizio e prova.
B.3.13.4. Identificazione dei punti e delle modalità di immissione nell'ambiente.
B.3.13.5. Stima delle necessità di scarico. Caratteristiche chimiche e fisiche degli effluenti.
B.3.14. *Sistemi di smaltimento dei rifiuti radioattivi aeriformi*
B.3.14.1. Obiettivi, criteri e basi di progetto
B.3.14.2. Identificazione delle sorgenti e valutazione della produzione.
B.3.14.3. Descrizione generale dei sistemi di trattamento - Criteri di esercizio e prove.
B.3.14.4. Identificazione dei punti e delle modalità di immissione nell'ambiente.
B.3.14.5. Stima delle necessità di scarico - Caratteristiche chimiche e fisiche degli effluenti.
B.3.15. *Sistema di smaltimento dei rifiuti radioattivi solidi*
B.3.15.1. Obiettivi, criteri e basi di progetto
B.3.15.2. Identificazione delle sorgenti e valutazione della produzione (attività, peso, volumi)
B.3.15.3. Descrizione generale dei sistemi e delle modalità di raccolta, trattamento e condizionamento.
B.3.15.4. Stoccaggio (capacità, ubicazione, sistemazione, controllo del deposito).
B.3.15.5. Allontanamento dei rifiuti dell'impianto.
B.3.16. *Sistemi di controllo radiologico*
B.3.16.1. Controllo della irradiazione esterna
B.3.16.1.1. Criteri ed obiettivi di progetto
B.3.16.1.2. Valutazione dei campi di radiazione
B.3.16.1.3. Descrizione generale del sistema
B.3.16.2. Controllo della contaminazione in aria
B.3.16.2.1. Criteri ed obiettivi di progetto
B.3.16.2.2. Identificazione e valutazione dei termini di sorgente. Valutazione della contaminazione.
B.3.1.6.2.3. Descrizione generale del sistema
B.3.16.3. Controllo dei rifiuti liquidi ed aeriformi
B.3.16.3.1. Criteri ed obiettivi di progetto
B.3.16.3.2. Descrizione generale dei sistemi sia dal punto di vista del controllo dell'impianto che del monitoraggio degli effluenti.

B.4. ANALISI DEGLI INCIDENTI

Questo capitolo deve contenere l'analisi dell'evoluzione nell'impianto di possibili incidenti, atta a fornire gli elementi per la valutazione dei relativi rischi ambientali. Pertanto deve contenere l'esposizione dei criteri di impostazione e della metodologia seguita nell'analisi degli incidenti, lo studio di singole catene accidentali che possono comportare rilascio di radioattività all'esterno dell'impianto e l'illustrazione della scelta e dello studio deli incidenti base di progetto. Pertanto il capitolo può articolarsi nelle seguenti tre sezioni:
B.4.1. *Generalità, introduzione e criteri generali di analisi;*
B.4.2. *Analisi degli incidenti suscettibili di comportare rilascio di radioattività all'esterno dell'impianto;*
B.4.3. *Analisi degli incidenti base di progetto.*

B.5. GARANZIA DELLA QUALITA'

Questo capitolo deve contenere una descrizione del Programma per la garanzia della qualità (P.G.Q.) relativo alle fasi di progettazione, approvvigionamenti, produzioni e lavorazioni, costruzioni e installazioni; il P.G.Q., relativo alle fasi di prove nucleari ed esercizio dell'impianto verrà presentato nel rapporto finale di sicurezza.
Il capitolo sarà suddiviso in due sezioni riguardanti rispettivamente: le azioni di direzione e pianificazione del P.G.Q., la esecuzione delle attività che rientrano nel P.G.Q.
Pertanto il capitolo può articolarsi come segue:
B.5.1. *Direzione e Pianificazione*
Direzione Pianificazione in cui venogono dichiarati e descritti gli orientamenti per l'impostazione e lo svolgimento del P.G.Q., e gli impegni assunti dalle organizzazioni che concorrono alla realizzazione dell'impianto nei campi seguenti:
B.5.1.1. Organizzazione
B.5.1.2. Preparazione del personale
B.5.1.3. Individuazione del grado di qualità
B.5.1.4. Generazione della documentazione
B.5.1.4. Generazione della documentazione
B5.1.5. Effettuazione di controlli e azioni correttive.
B.5.2. *Programma di garanzia della qualità*
Programma di garanzia della qualità in cui vengano descritte le azioni previste per l'attuazione del P.G.Q. nelle varie fasi di:
B.5.2.1. Progettazione
B.5.2.2. Approvvigionamenti
B.5.2.3. Produzioni e lavorazioni
B.5.2.4. Costruzioni e installazioni.

2.11.5 Guida Tecnica N. 4

GUIDA TECNICA N. 4

Applicazione dell'art. 42 DPR 185/1964 Progetti particolareggiati di costruzione

La Guida Tecnica *è un documento in cui il CNEN stabilisce i criteri e le metodologie con cui intende svolgere la sua azione di controllo e che definisce le procedure di attuazione, sul piano operativo tecnico, delle disposizioni di legge in materia. La* Guida Tecnica *potrà avere in qualche caso anche carattere di semplice «raccomandazione» e questo suo carattere sarà esplicitamente indicato nel documento. In tal caso il documento illustra solo un orientamento preferenziale per la predisposizione, da parte del richiedente, di documenti necessari per lo svolgimento degli iter autorizzativi previsti dalle leggi in materia di Sicurezza Nucleare e Protezione Sanitaria; ovvero illustra e/o propone l'uso di definite tecniche (di progettazione, di verifica, di analisi, di controllo, etc.) che si ritengono accettabili ai fini della Sicurezza Nucleare e della Protezione Sanitaria e di cui si consiglia l'uso.*

GUIDA TECNICA N. 4

Guida Tecnica per l'applicazione dell'Art. 42 *D.P.R.* 185/1964

Progetti particolareggiati di costruzione

1. *Introduzione*

1.1. La procedura per l'autorizzazione o il nulla osta alla costruzione di un impianto nucleare (art. 37 e 38 del DPR 185/1964), prevede che vengano sottoposti all'esame del CNEN:
a) il progetto di massima dell'impianto;
b) il rapporto preliminare di sicurezza.
1.2. L'art. 42 del DPR 185/1964 prescrive:

a) la definizione da parte del CNEN, sentita la Commissione Tecnica, di quelle parti costitutive dell'impianto che, sulla base della documentazione di cui al punto 1.1., vengono ritenute rilevanti ai fini della Sicurezza Nucleare e della Protezione Sanitaria;

b) l'approvazione da parte del CNEN, sentita la Commissione Tecnica, dei progetti particolareggiati delle parti rilevanti prima della loro costruzione e messa in opera;

c) la vigilanza del CNEN sulla rispondenza della costruzione (progettazione esecutiva, fabbricazione componenti, messa in opera) ai progetti approvati.

1.3. Per « parte costitutiva dell'impianto, rilevante ai fini della sicurezza nucleare e protezione sanitaria » deve intendersi ciascun sistema costitutivo dell'impianto che sia chiamato a svolgere funzioni rilevanti ai fini della sicurezza nucleare e protezione sanitaria.
Per « progetto particolareggiato di parte rilevante » deve intendersi la progettazione a livello di sistema di ciascuna parte rilevante.

1.4. I progetti particolareggiati delle parti rilevanti sopra definite devono essere inquadrati in un « *progetto di insieme* » dell'impianto. Per progetto di insieme dell'impianto si intende lo stadio di sviluppo del progetto che abbia già definito in modo completo e verificabile: gli obiettivi dei singoli sistemi; le interazioni fra i singoli sistemi nelle condizioni normali, perturbate e di incidente; i requisiti posti ai sistemi in relazione agli obiettivi precitati e che tengano conto delle interazioni.
La presentazione, da parte del Richiedente o Titolare, del progetto di insieme deve precedere temporalmente (ordine $3 \div 4$ mesi) la presentazione del primo progetto particolareggiato.

2. *Documentazione illustrativa dei progetti particolareggiati*

Ciascun progetto particolareggiato è costituito dalla documentazione relativa ai seguenti punti:

2.1. *Requisiti del sistema*

a) finalità del sistema e sua collocazione fisica e funzionale nel complesso dell'impianto con l'individuazione delle principali interfacce fisiche e funzionali;

b) elementi e dati di base di progetto quali: condizioni di impianto in cui è richiesto il funzionamento del sistema; condizioni accidentali e/o di eventi esterni (al sistema) in cui il sistema deve ancora funzionare; prestazioni minime richieste per le diverse modalità di funzionamento; obiettivi minimi di affidamento per le funzioni attinenti alla sicurezza nucleare e alla protezione sanitaria; accessibilità.

2.2. *Descrizione del sistema e disegni*

a) La descrizione del sistema deve contenere i seguenti elementi:

— identificazione dei componenti necessari ad

assicurare le funzioni del sistema, inclusa la strumentazione, e loro collocazione funzionale;

— disposizione fisica di massima;

— norme, standards, guide ed eventuali ulteriori criteri prescritti per la esecuzione del sistema e dei suoi componenti (quali combinazioni di carico non comprese nella normativa, sovradimensionamenti, criteri di sistemazione, di accessibilità anche in relazione ai problemi di protezione del personale, di provabilità, di affidamento o livelli di qualità, etc.);

— modi di funzionamento del sistema (con indicazione dei valori o degli intervalli accettabili per i parametri rilevanti come: pressione, temperatura, portate, etc.);

— requisiti per i componenti del sistema in ciascuna delle condizioni in cui il sistema è chiamato ad operare; identificazione dei requisiti che sono alla base del progetto dei componenti, incluse le condizioni ambientali;

— dati di progetto dei componenti determinanti per il funzionamento del sistema;

— descrizione di metodi di progettazione e/o verifica particolari che risulti necessario specificare per una adeguata progettazione esecutiva dei componenti;

— dati e requisiti per i circuiti di protezione e controllo del sistema quali: criteri di progetto, definizione delle azioni di intervento ed allarme, requisiti relativi alle azioni di intervento ed allarme e grado di disponibilità ad esse richiesto, descrizione delle linee di misura, delle soglie, delle logiche di elaborazione ed attuazione, degli attuatori finali di intervento, numero minimo ed ubicazione di massima degli elementi sensibili, campi ammissibili per i livelli di scatto;

— individuazione delle alimentazioni (elettriche, aria compressa, etc.) essenziali per il funzionamento del sistema con il richiesto grado di disponibilità;

— requisiti di accessibilità dei componenti in relazione alle esigenze di manutenzione ordinarie e straordinarie, di ispezione, di prove, etc., relative misure di protezione per quanto attiene all'esposizione del personale;

— indicazione dei metodi di rimozione e trasporto interno di componenti radioattivi di cui si prevede la possibilità di sostituzione;

— indicazione ed illustrazione delle eventuali alternative che il progettista si riserva in fase di progettazione esecutiva.

b) I disegni a corredo della descrizione devono contenere i seguenti elementi:

— per un circuito di processo:

☐ illustrazione schematica del circuito e delle connessioni comprendente le linee ed i componenti necessari ad assicurare le funzioni del sistema, inclusa la strumentazione;

☐ schema semplificato delle linee da cui risultino gli intervalli accettabili dei valori dei parametri di processo nei punti significativi del circuito per i vari modi operativi;

☐ diagrammi a blocchi che illustrino le logiche di elaborazione e di attuazione comprensivi degli interblocchi, delle protezioni, dei controlli e degli allarmi;

— per un'opera civile:

☐ disegni di insieme e disegni delle opere murarie con le dimensioni di massima;

— per altri sistemi i disegni conterranno elementi equivalenti.

2.3. *Garanzia della qualità*

— Pianificazione delle azioni di garanzia della qualità che il Richiedente o Titolare intende mettere in atto per il sistema, in applicazione degli impegni contenuti nel programma di garanzia della qualità dell'impianto nucleare;

— Pianificazione delle azioni di garanzia della qualità che il fornitore principale del sistema intende attuare, nel rispetto del programma di garanzia della qualità dell'impianto nucleare, comprendente tra l'altro:

a) requisiti di garanzia di qualità che saranno richiesti a sub-fornitori;

b) lista delle attività di esecuzione del progetto particolareggiato, con individuazione dei documenti previsti nelle varie fasi, in particolare ai fini della dimostrazione della rispondenza della esecuzione al progetto in approvazione;

c) programma sequenziale di realizzazione del sistema, nelle fasi di progettazione, costruzione ed installazione, dove siano chiaramente evidenziati e descritti i principali punti di controllo fissati per l'accertamento della qualità.

3. *Dimostrazione della rispondenza del progetto ai fini della sicurezza nucleare e della protezione sanitaria*

Per la dimostrazione in oggetto, si richiedono elementi atti ad illustrare in modo critico:

a) la rispondenza, nel quadro globale dell'impianto, dei requisiti richiesti al sistema;

b) che il sistema, come definito in 2.2., soddisfi i requisiti di cui al punto 2.1.;

c) che i requisiti dei componenti, come descritti al punto 2.2., soddisfino i requisiti del sistema di cui al punto 2.1. e che i dati e i criteri di progetto dei componenti principali siano congruenti con i requisiti dei componenti stessi.

Tali elementi possono risultare da valutazioni analitiche o sperimentali, analisi di variabilità delle prestazioni del sistema in funzione di variazioni dei parametri rilevanti, etc., e debbono comprendere la discussione delle eventuali alternative che il progettista si riserva in fase di progettazione esecutiva.

Le dimostrazioni richieste ai punti *a*), *b*), e *c*), potranno essere costituite da documentazione complementare a quella eventualmente già presentata o nel quadro del progetto di insieme o di altri progetti particolareggiati, con la precisa indicazione, in tal caso, dei relativi riferimenti.

4. *Atto di approvazione del CNEN*

Effettuata, sulla base della documentazione di cui al Cap. 2, l'analisi del sistema e della pianificazione delle azioni di garanzia della qualità; verificatane, sulla base degli elementi di cui al Cap. 3, la rispondenza ai fini della sicurezza nucleare e della protezione sanitaria; sentita la Commissione Tecnica; il CNEN approva il progetto particolareggiato, di cui al precedente par. 2. Nell'atto di approvazione saranno indicate le eventuali prescrizioni tecniche, ritenute necessarie ai fini della sicurezza nucleare e della protezione sanitaria.

5. *Vigilanza sull'esecuzione dei progetti particolareggiati*

Il CNEN effettuerà, ai sensi dell'art. 42, la vigilanza sulla esecuzione dei progetti particolareggiati, durante le fasi di progettazione esecutiva, realizzazione, e messa in opera, ai fini della verifica della rispondenza ai progetti approvati.

Detta vigilanza sarà attuata con interventi di controllo durante le successive fasi dell'esecuzione del progetto particolareggiato ed in particolare, ma non in via esclusiva, in corrispondenza di punti predeterminati di controllo che il CNEN si riserva di indicare nell'atto di approvazione del progetto particolareggiato.

Ove, nella sua azione di vigilanza, il CNEN riscontrasse che la documentazione prevista dal programma di garanzia della qualità, approvato in uno con il progetto particolareggiato, risultasse mancante, incompleta o inadeguata alla dimostrazione della rispondenza dell'esecuzione di parti del sistema al progetto approvato, il CNEN contesterà detta lacuna in via formale, con l'opportuna motivazione.

Corrispondentemente, non potranno avere corso le azioni condizionate dal punto di controllo non superato, fino a quando non avrà avuto luogo un'adeguata azione correttiva.

Ove tali azioni abbiano invece corso, l'esecuzione del progetto particolareggiato dovrà essere ritenuta difforme dal progetto approvato agli effetti dell'art. 56 del DPR 185/64.

Analoga procedura sarà seguita nei casi di non conformità delle opere in cantiere; di non conformità di prove o collaudi durante la fabbricazione dei componenti o durante la loro messa in opera; in tutti gli altri eventuali casi di riscontrata non conformità al progetto approvato.

2.11.6 Guida Tecnica N. 8

GUIDA TECNICA N. 8

Questa Guida Tecnica è pubblicata sotto forma di bozza perché Amministrazioni, Industrie, Enti e quanti altri interessati possano, entro il termine di tre mesi dalla pubblicazione sul « Notiziario » del CNEN, formulare eventuali commenti o motivate proposte di modifica. Alla scadenza di detto termine la presente Guida sarà pubblicata nella sua stesura definitiva.

Requisiti generali di garanzia della qualità per impianti di cui all'art. 8 - lettere a), c), d), e), f), del d.p.r. 185 del 13 febbraio 1964

I - CONDIZIONI GENERALI
I - 1. *Premessa*
I - 2. *Obiettivi*
I - 3. *Campo di applicazione*
I - 4. *Responsabilità*

II - REQUISITI
II - 1. *Pianificazione e gestione*
II - 1.1. Programma di garanzia della qualità
II - 1.2. Organizzazione
II - 1.3. Azioni correttive
II - 1.4. Documentazione
a) Gestione dei documenti tecnici
b) Documentazione di garanzia della qualità
II - 1.5. Verifiche ispettive
II - 2. *Controllo delle operazioni e delle parti di impianto*
II - 2.1. Identificazione e raccolta dei dati di materiali, componenti, apparecchiature
II - 2.2. Progettazione
a) Generalità
b) Interfacce
c) Prove
d) Modifiche
II - 2.3. Approvvigionamenti
a) Controllo sui documenti di approvvigionamento
b) Valutazione e selezione delle fonti di approvvigionamento; controllo sulle forniture
II - 2.4. Fabbricazione, installazione, costruzione
a) Materiali, componenti, apparecchiature
b) Processi speciali
c) Movimentazione, immagazzinamento e trasporto
II - 2.5. Prove dell'impianto e delle sue parti
II - 2.6. Esercizio, manutenzione e modifiche
II - 3. *Verifiche, ispezioni e prove*
II - 3.1. Verifiche di progetto
II - 3.2. Ispezioni e prove
II - 3.3. Riesame delle prove
II - 3.4. Riesame delle attività relative alla fase di esercizio
II - 4. *Parti di impianto non conformi*
II - 5. *Situazione delle ispezioni, delle prove ed operabilità delle parti di impianto*
II - 6. *Apparecchiature di misura e di prova.*

GUIDA TECNICA N. 8

BOZZA

Per gli impianti ordinati dal Responsabile in data prossima a quella di pubblicazione della presente Guida, il CNEN riconoscerà per l'attuazione degli impegni assunti una gradualità compatibile con i tempi necessari al Responsabile ed alle altre organizzazioni per adeguarsi ai requisiti di garanzia della qualità esposti nella presente Guida.

I - CONDIZIONI GENERALI

I - 1. Premessa

Il CNEN ritiene necessario che tutte le attività inerenti alla ubicazione, progettazione, costruzione ed esercizio di un impianto, che abbiano o possano avere influenza sulla sicurezza nucleare e sulla protezione sanitaria, si svolgano in condizioni adeguatamente controllate. A tale scopo il CNEN ritiene necessario che dette attività trovino attuazione nel quadro di un programma di « Garanzia della Qualità » predisposto e gestito dal richiedente-titolare del nulla osta o autorizzazione alla costruzione oppure della licenza di esercizio.
Per « Garanzia della Qualità » si intende il sistema di azioni pianificate e sistematiche necessarie a fornire adeguata garanzia che un impianto e le sue parti diano le prestazioni richieste nelle varie condizioni operative per essi previste. Il sistema comporta l'integrazione di molteplici attività che, tra loro collegate, concorrono a determinare la qualità del prodotto. Le azioni comprendono, a titolo esemplificativo, predisposizioni organizzative, pianificazione delle attività, addestramento del personale, verifiche della progettazione, controlli della qualità, preparazione e gestione della documentazione, azioni correttive, valutazioni dell'efficienza del sistema.
In corrispondenza dei diversi momenti autorizzativi previsti dall'iter legislativo, relativi alla costruzione ed all'esercizio degli impianti, il CNEN intende, d norma, riscontrare l'adeguatezza dei provvedimenti messi in atto dal richiedente per garantire la corretta esecuzione, documentazione e controllo delle attività di cui sopra, nel rispetto dei requisiti generali di cui alla presente Guida.

I - 2. Obiettivi

La presente Guida è volta a precisare i requisiti generali che il CNEN ritiene debbano essere rispettati nella definizione ed attuazione di ogni programma di garanzia della qualità relativo alle attività di cui al successivo punto I-3, al fine di realizzare i prefissati obiettivi di sicurezza.

I - 3. Campo di applicazione

I presenti requisiti si applicano alle attività che hanno o possono avere influenza sulla qualità di sistemi e componenti rilevanti ai fini della sicurezza nucleare e/o della protezione sanitaria per gli impianti di cui all'articolo 8 lettere a), c), d), e), f) del DPR n. 185 del 13 febbraio 1964.

I - 4. Responsabilita'

In attuazione del DPR 185/64 il richiedente-titolare (indicato come « il Responsabile » nel seguito di questa Guida Tecnica) è responsabile sia della definizione che della attuazione del programma di garanzia della qualità; il Responsabile può delegare ad altri, quali fornitori, agenti, consulenti, il compito di definire ed attuare il programma di garanzia della qualità o parti di esso, ma è comunque responsabile dell'efficacia dell'ntero programma, ossia della sua adeguatezza e corretta attuazione.
Il Responsabile che intende adottare, in deroga ai requisiti della presente Guida, particolari standards, specifiche e prescrizioni di garanzia della qualità, è tenuto a motivare la validità di tali scelte.

II - REQUISITI

II - 1. Pianificazione e gestione

II - 1.1. *Programma di Garanzia della Qualità*

Il Responsabile deve definire, adottare ed avviare, il prima possibile — relativamente allo sviluppo delle attività — un programma di garanzia della qualità conforme ai requisiti della presente Guida; esso deve essere coerentemente sviluppato ed attuato per l'intera vita dell'impanto.
Il programma deve:

— essere documentato a mezzo di direttive, disposizioni, procedure, istruzioni scritte;

— essere basato sulla prevenzione delle condizioni avverse alla qualità;

— assicurare una pronta individuazione, analisi e correzione delle deficienze;

III

— precisare la struttura organizzativa in cui esso deve essere pianificato ed attuato, definendo in modo chiaro le responsabilità ed autorità delle varie organizzazioni e persone aventi influenza sulla qualità;

— identificare le strutture, i sistemi, i componenti cui esso programma si applica, e provvedere a che i metodi o livelli di controllo e verifica siano commisurati alla rilevanza di tali parti per quanto attiene alla sicurezza nucleare ed alla protezione sanitaria;

— provvedere a che siano a tempo individuate e valutate, in base ad esami completi ed approfonditi dei requisiti fissati per l'impianto e le sue parti, le aree e le attività che richiedano particolari sviluppi o aggiornamenti per il conseguimento di detti requisiti, al fine di pianificare ed avviare tempestivamente le necessarie azioni;

— provvedere a che le attività aventi influenza sulla qualità siano prescritte in maniera chiara e completa, siano svolte in accordo con procedure, istruzioni scritte e disegni, di tipo adatto alle circostanze, ed a che il corretto svolgimento sia accertabile sulla base di appropriati criteri di accettazione, quantitativi o qualitativi, che debbono essere inclusi in detti documenti;

— provvedere a che le attività aventi influenza sulla qualità si svolgano in condizioni di lavoro adatte ed adeguatamente mantenute sotto controllo;

— tener conto della necessità di sottoporre a verifica la qualità di elaborati, servizi e prodotti;

— provvedere all'istruzione e all'addestramento del personale che svolge funzioni aventi influenza sulla qualità, in modo da assicurare che esso acquisisca e mantenga un'adeguata ed accertabile competenza;

— provvedere a che le attività aventi influenza sulla qualità siano documentate nell'ambito di un sistema di gestione e controllo della documentazione il quale assicuri la completezza, l'affidabilità e il facile reperimento della pertinente documentazione;

— essere tenuto sotto controllo per accertarne la corretta applicazione e valutarne l'efficacia; in particolare la Direzione dell'organizzazione del Responsabile e quelle delle altre organizzazioni partecipanti al programma stesso sono tenute a riesaminare regolarmente lo stato e l'adeguatezza della parte del programma di loro competenza.

II - 1.2. *Organizzazione*

Devono essere chiaramente documentate la struttura organizzativa, le responsabilità funzionali, i livelli di autorità, le linee di comunicazione interne ed esterne per lo svolgimento delle attività aventi influenza sulla qualità, sia per quanto riguarda le funzioni direttive che per quelle esecutive ed amministrative. Ove esista un sistema composto da più organizzazioni, devono essere chiaramente stabilite le responsabilità relative a ciascuna di esse.
Il Responsabile deve designare una persona qualificata, che abbia l'autorità e la responsabilità della definizione, del controllo della corretta attuazione e della valutazione dell'adeguatezza dell'intero programma di garanzia della qualità, nonché l'autorità e la libertà necessarie a promuovere eventuali azioni correttive. A tale posizione si deve garantire:

— una sufficiente indipendenza da problemi di tempo e di costi di realizzazione, quando questi si contrappongono ad esigenze di qualità;

— l'accesso diretto ad un livello direzionale tale da assicurarle l'autorità e la libertà di cui sopra;

— la disponibilità di risorse umane e mezzi adeguati in ogni momento a svolgere le funzioni assegnate.
La persona in questione deve riferire regolarmente alla Direzione dell'organizzazione del Responsabile sullo stato e l'adeguatezza del programma di garanzia della qualità.
Ogni persona cui sia assegnata la responsabilità di definire, controllare la corretta attuazione, valutare l'adeguatezza di qualsiasi porzione del programma di garanzia della qualità, deve avere accesso diretto ad un livello direzione tale da permettergli autorità e libertà sufficienti ad identificare i problemi attinenti alla qualità, promuovere, seguire ed accertarne la soluzione.
Il Responsabile deve designare una persona che risponda alla Direzione dell'impianto della definizione e dell'efficacia del programma di garanzia della qualità relativo all'esercizio; il Responsabile deve adottare ed attuare documentati provvedimenti per assicurare che la definizione e la conduzione del programma di garanzia della qualità per l'esercizio si realizzi in armonia con le proprie direttive in materia.

La struttura organizzativa deve essere articolata in modo che:

— il conseguimento degli obiettivi della qualità sia responsabilità di coloro che eseguono i lavori;

— le verifiche di conformità alle prefissate prescrizioni di qualità siano eseguite da persone non aventi diretta responsabilità nell'esecuzione dei lavori sottoposti a verifica.

La garanzia della qualità deve essere riconosciuta come un impegno che coinvolge tutti i settori ed i livelli dell'organizzazione e non deve essere considerata un compito esclusivo dell'organizzazione responsabile della definizione, controllo e valutazione del programma di garanzia della qualità; a questo scopo si deve mirare a che le azioni di tale organizzazione, la cui prima funzione deve essere quella di assicurare l'efficacia del sistema di garanzia della qualità, non riducano la responsabilità delle persone e delle strutture che hanno invece il più specifico compito di elaborare e fornire prodotti dimostratamente conformi a prefissati requisiti qualitativi.

II - 1.3. *Azioni correttive*

Devono essere adottati documentati provvedimenti per assicurare che vengano identificate tempestivamente e corrette le condizioni aventi influenza negativa sulla qualità, come ad esempio guasti, disservizi, incidenti, deficienze, deviazioni, non-conformità, inadeguatezza di determinate aree, di organizzazioni e dello stesso programma di garanzia della qualità.
Devono essere adottati, impiegati e mantenuti metodi atti ad assicurare che siano determinate le cause e siano adottate adeguate azioni correttive per evitare il ripetersi degli inconvenienti; in questi casi la constatazione della situazione, la determinazione delle cause e l'adozione delle azioni correttive devono essere documentate e trasmesse ad un adeguato livello direttivo.

II - 1.4. *Documentazione*

a) *Gestione dei documenti tecnici* — Devono essere adottati documentati provvedimenti per controllare la emissione e la distribuzione di documenti che riguardano attività aventi influenza sulla qualità, quali spe-

IV

cifiche, procedure, disegni, istruzioni e le relative modifiche.

Tali provvedimenti devono garantire che i documenti, e le relative modifiche, siano riesaminati e approvati per il rilascio da parte di personale responsabile e che siano poi distribuiti alle parti interessate ed utilizzati nei luoghi dove si svolgono le attività in essi prescritte; tutti coloro che svolgono dette attività devono avere conoscenza e fare effettivo uso della documentazione appropriata.

Le modifiche devono essere esaminate e approvate dalle stesse organizzazioni che hanno riesaminato e approvato i documenti originari, a meno che il Responsabile non designi specificamente altre organizzazioni responsabili. Le organizzazioni incaricate del riesame devono avere accesso alle informazioni di base utilizzate nella stesura dei documenti originari, devono basare la propria approvazione su tali informazioni e devono avere una adeguata conoscenza delle prescrizioni e della finalità del documento iniziale.

Le organizzazioni partecipanti ad una certa attività devono avere e seguire procedure per tener sotto controllo la distribuzione della documentazione e delle relative modifiche al fine di evitare l'uso di documenti superati o comunque non appropriati.

b) *Documentazione di garanzia della qualità* — Durante lo svolgimento delle attività che hanno influenza sulla qualità devono essere registrati e raccolti dati sufficienti a fornire le prove documentarie del soddisfacimento dei requisiti e degli obiettivi della presente Guida.

La documentazione deve essere conforme alle norme, ai regolamenti ed ai documenti tecnici da applicare.

La documentazione deve comprendere almeno le basi, i criteri, le norme e i regolamenti adottati per il progetto; i calcoli, le analisi tecniche e le verifiche di progetto; i disegni e le specifiche di progetto per approvvigionamenti, costruzioni, installazioni e loro successive modifiche; le procedure dei processi di cui al punto II - 2.4. (b) della presente Guida; i certificati ed i dati delle prove su materiali; procedure e rapporti di controlli, di prove e di collaudi relativi a verifiche di conformità; la documentazione relativa alle non-conformità ed alla loro risoluzione; i disegni ed i dati registrati che precisano la configurazione di « come costruito » dell'impianto e delle sue parti così come descritti nel Rapporto Finale di Sicurezza (art. 45 del DPR n. 185/64), nonché gli eventuali cambiamenti di tali documenti dovuti a successive modifiche dell'impianto; i registri secondo quanto prescritto con la licenza di esercizio; i dati, le analisi, i risultati di prove ed ispezioni, i rapporti su guasti e disservizi significativi, nonché su eventuali incidenti relativi al periodo di esercizio; i risultati delle verifiche ispettive.

La documentazione deve essere leggibile, identificabile e facilmente reperibile. A tale fine devono, tra l'altro, essere soddisfatti i pertinenti requisiti di cui al punto II-2.1. della presente Guida.

La documentazione deve essere archiviata con modalità tali da minimizzare i rischi di deterioramento, danno o perdita.

Il Responsabile deve definire requisiti quali ubicazione dell'archivio (degli archivi), tempi minimi di archiviazione dei vari tipi di documenti, e precisare le relative responsabilità in materia.

II - 1.5. *Verifiche ispettive*

Il programma di garanzia della qualità deve essere sottoposto ad un esauriente sistema di verifiche ispettive (« audits »), pianificate e documentate, avente lo scopo di:

— accertare la corretta attuazione,

— valutare l'adeguatezza,

— assicurare l'efficacia,

di detto programma.

A tal fine le verifiche ispettive devono interessare sia gli aspetti formali che quelli di merito delle attività oggetto del programma di garanzia della qualità. Esse devono pertanto includere attività quali il confronto tra le azioni effettivamente svolte ed i prefissati requisiti che le governano, l'esame delle operazioni compiute, l'esame della relativa documentazione, la valutazione dell'adeguatezza di procedure e metodi di garanzia della qualità. Le valutazioni connesse allo svolgimento di queste funzioni di verifica devono includere anche aspetti generali quali, ad esempio, l'adeguatezza delle varie condizioni di lavoro.

Le verifiche ispettive devono essere condotte, in accordo con procedure scritte, da parte di personale appositamente addestrato che non abbia responsabilità diretta nelle aree sottoposte a verifica.

I risultati delle verifiche ispettive devono essere documentati; essi devono essere esaminati dalla direzione responsabile delle aree sottoposte a verifica.

Eventuali azioni necessarie a correggere deficienze riscontrate tramite le verifiche ispettive devono essere prese a livello direzionale adeguato.

Le verifiche ispettive devono essere condotte su base periodica.

Quando necessario, verifiche ispettive devono essere svolte per seguire il processo correttivo delle deficienze precedentemente riscontrate. Si deve tener conto della opportunità di condurre ulteriori verifiche ispettive non programmate, in particolare qualora si verifichino situazioni che ne consiglino l'attuazione.

II - 2. CONTROLLO DELLE OPERAZIONI E DELLE PARTI DI IMPIANTO

II - 2.1. *Identificazione e raccolta dei dati di materiali, componenti, apparecchiature*

Devono essere adottati documentati provvedimenti per sviluppare, attuare e mantenere un efficiente sistema di identificazione dei materiali, componenti, apparecchiature di un impianto e di raccolta ordinata dei dati ad essi relativi. Tale sistema deve:

— fornire l'identificazione alla quale possano far riferimento i documenti ed i dati di progettazione, approvvigionamento, fabbricazione, installazione, costruzione, ispezione, prova, esercizio, riparazione, modifica;

— fornire i mezzi per conoscere la posizione di dette *parti di impianto;*

— assicurare che venga mantenuta una dettagliata e precisa correlazione tra i documenti di progettazione (disegni, specifiche e documenti tecnici pertinenti) e quanto prodotto;

— costituire la base per l'adozione di misure atte a prevenire l'impiego di materiali, componenti, assiemi errati o difettosi (punto II-2.4. (a) di questa Guida).

Il sistema deve essere sviluppato in connessione con il sistema di controllo sull'emissione e distribuzione della documentazione tecnica e con quello della raccolta e dell'archivio della documentazione di garanzia della

v

qualità di cui deve soddisfare i requisiti precisati al punto II-1.4. (b) della presente Guida.
Ciascuna parte d'impianto deve essere identificata nei documenti di progettazione da un solo numero unico, proprio di detta parte o del tipo di parte. Quando in sede di realizzazione sia richiesto il controllo individuale o a lotti dei prodotti, devono inoltre essere impiegati uno o più dei seguenti metodi di identificazione di dettaglio:

— numeri di lotto per identificare materiali, componenti, assiemi, prodotti in gruppi omogenei, quali colate, partite;

— numeri di serie, quando sia richiesto il controllo individuale;

— contrassegni particolari.

Deve essere mantenuta una documentata correlazione tra i numeri propri delle parti d'impianto e la corrispettiva identificazione di dettaglio; questo deve permettere la rintracciabilità, risalire cioè dalla parte d'impianto fino ai materiali costituenti, e viceversa, permettere la localizzazione di tali materiali negli assiemi e sistemi.
La rintracciabilità comprende la relativa documentazione di cui al punto II-1.4. (b) della presente Guida.

II - 2.2. *Progettazione*

a) *Generalità* — Devono essere adottati documentati provvedimenti per assicurare che le prescrizioni che il progetto deve rispettare e soddisfare, come obiettivi, criteri e basi di progetto, prescrizioni di leggi, regolamenti e documenti tecnici pertinenti, siano correttamente tradotti in specifiche, disegni, procedure, istruzioni. Questa pianificazione delle attività deve essere documentata in forme appropriate quali procedure, diagrammi, tabelle; debbono essere schematicamente delineati i più significativi momenti della progettazione in cui i vari documenti di progetto verranno preparati, riesaminati, approvati, svincolati ed inseriti nel flusso delle altre attività di progetto. I provvedimenti devono, tra l'altro, assicurare che nei documenti di progetto vengano specificate e incluse le prescrizioni sulla qualità e delineati i criteri di accettazione per le specifiche e le prove. La documentazione relativa all'avvenuta attuazione di tali misure di controllo sulla progettazione deve essere disponibile per verifica.
I provvedimenti per il controllo sulla progettazione devono essere applicati — avendo individuato le condizioni normali, perturbate, incidentali, in cui può trovarsi l'impianto — ad aspetti del progetto quali le analisi della fisica del reattore, delle sollecitazioni meccaniche, delle condizioni termiche ed idrauliche, degli incidenti, della compatibilità dei materiali, dell'accessibilità per ispezioni, manutenzioni e riparazioni durante il servizio e dei criteri di accettazione per le verifiche e le prove. Devono inoltre essere adottati provvedimenti per la scelta ed il riesame della adeguatezza per l'impiego previsto di materiali, parti, apparecchiature e processi essenziali per l'espletamento di funzioni connesse alla sicurezza di strutture, sistemi o componenti.

b) *Interfacce* — Devono essere adottati documentati provvedimenti per individuare e tenere sotto controllo le interfacce della progettazione e per coordinare le attività delle varie organizzazioni partecipanti. Devono essere preparate procedure, a cui le varie organizzazioni interessate devono attenersi, per il riesame, l'approvazione, lo svincolo, la distribuzione e la revisione dei documenti che implicano interfacce di progettazione.

c) *Prove* — Nei casi in cui per l'acquisizione di dati necessari allo sviluppo di un progetto o per la verifica della sua adeguatezza si utilizzi un programma di prove, debbono essere adottate misure adeguate per garantire la significatività, l'affidabilità, la completezza e la corretta utilizzazione dei dati ricavati.

d) *Modifiche* — Per le modifiche di progetto, incluse le modifiche apportate nel corso della costruzione in cantiere, nel corso delle prove di cui agli artt. 44 e 45 DPR n. 185/64, e successivamente al rilascio della licenza di cui all'art. 51 di detto DPR, devono essere applicati gli stessi criteri di controllo adottati per la progettazione iniziale, fermi restando tutti gli obblighi di legge.
Le modifiche di progetto devono essere riesaminate e approvate dalle stesse organizzazioni responsabili della progettazione, del suo riesame e dell'approvazione iniziale. Nel caso che ciò non sia possibile, potranno essere designate altre organizzazioni qualificate, purché queste abbiano a disposizione tutte le informazioni di base utilizzate nella stesura del progetto iniziale ed abbiano comprovata competenza nella specifica area e conoscenza dei requisiti e delle finalità della progettazione iniziale.

II - 2.3. *Approvvigionamenti*

a) *Controllo sui documenti di approvvigionamento* — Devono essere adottati documentati provvedimenti per assicurare che obiettivi, criteri e basi di progetto, prescrizioni di leggi e regolamenti e le altre prescrizioni tecniche che il progetto deve rispettare e soddisfare, siano inclusi o richiamati in modo chiaro e completo nei documenti di approvvigionamento delle parti di impianto e servizi, sia che essi vengano approvvigionati dal Responsabile stesso, che dai suoi fornitori o subfornitori. Tali provvedimenti, tra l'altro, devono assicurare che siano definite la sequenza e la modalità per la preparazione, la verifica di adeguatezza e completezza, l'approvazione e lo svincolo dei documenti di approvvigionamento. Nell'estensione necessaria i documenti di approvvigionamento devono imporre ai fornitori e subfornitori di predisporre, adottare, attuare e documentare un programma di garanzia della qualità conforme ai requisiti della presente Guida di cui devono essere precisati i requisiti dei quali è richiesta l'applicazione.

Devono essere adottati documentati provvedimenti per tener conto della necessità che nei documenti di approvvigionamento siano adeguatamente precisati:

— i requisiti per i piani di esecuzione e controllo, per le verifiche e le prove, le istruzioni e prescrizioni speciali relative ad aspetti quali la progettazione, la fabbricazione, la pulizia, la installazione, l'imballaggio, la movimentazione, il trasporto, i periodi prolungati di deposito in cantiere e le apparecchiature di prova;

— il diritto delle Autorità di Controllo e del Responsabile di accedere agli uffici, agli stabilimenti e alla documentazione del fornitore e dei subfornitori per effettuare ispezioni e verifiche ispettive pertinenti alla fornitura;

— la documentazione che il fornitore deve preparare, raccogliere e trasmettere o mettere a disposizione per verifica, come disegni, specifiche, procedure, documenti di approvvigionamento, certificati relativi alle prove e alle ispezioni, certificati di qualifica del personale e dei processi, risultati delle prove fisiche e chimiche sui materiali; i documenti dei quali il Responsabile richiede

l'approvazione preventiva all'esecuzione delle attività da essi regolate, le condizioni e la responsabilità per tali approvazioni;

— le istruzioni per la raccolta, la classificazione e la archiviazione della documentazione;

— le modalità di estensione ai subfornitori dei requisiti di approvvigionamento.

Le modifiche ai documenti di approvvigionamento, sia prima che dopo l'emissione dell'ordine o la stipulazione del contratto, devono essere soggette agli stessi criteri di controllo adottati per i documenti originari.

b) *Valutazione e selezione delle fonti di approvvigionamento; controllo sulle forniture* — Devono essere adottati documentati provvedimenti per assicurare che le parti d'impianto ed i servizi acquistati siano conformi ai documenti di approvvigionamento sia che essi vengano approvvigionati dal Responsabile stesso, che dai suoi fornitori o subfornitori. Tali provvedimenti devono assicurare, secondo le necessità, che sia eseguita una preventiva valutazione e selezione delle fonti di approvvigionamento, sia fornita l'evidenza oggettiva della qualità della fornitura, siano compiute ispezioni e verifiche presso fornitori e subfornitori, le forniture siano sottoposte ad esame al momento della consegna.

L'efficacia del controllo della qualità svolto da parte dei fornitori e subfornitori deve essere valutata dal Responsabile ad intervalli di tempo commisurati alla importanza, alla complessità ed alla quantità delle parti d'impianto o dei servizi.

La documentazione relativa all'avvenuta attuazione delle misure di controllo sulle attività di approvvigionamento deve essere disponibile per verifica.

La documentazione che dimostri che le parti d'impianto sono conformi alle prescrizioni di approvvigionamento deve essere disponibile in cantiere prima dell'installazione o dell'impiego di tali parti. Tale documentazione deve essere conservata presso il cantiere e deve permettere di identificare le prescrizioni ed i requisiti specifici derivanti da norme, leggi, regolamenti e documenti tecnici da rispettare.

II - 2.4. *Fabbricazione, installazione, costruzione*

Devono essere adottati documentati provvedimenti per mantenere sotto controllo le attività di fabbricazione, installazione, costruzione al fine di assicurare che l'impianto e le sue parti siano realizzati conformemente ai requisiti espressi nella fase di progetto. Dette attività devono essere pianificate; la pianificazione include la identificazione e l'ordinamento sequenziale delle attività di realizzazione e delle rispettive attività di ispezione e prova.

a) *Materiali, componenti, apparecchiature* — Devono essere adottati documentati provvedimenti per identificare e mantenere sotto controllo i materiali, i componenti, le apparecchiature, anche costruiti parzialmente, durante le fasi di fabbricazione, installazione, uso, riparazione, modifica. Tali provvedimenti devono essere atti a prevenire l'impiego di materiali, componenti, apparecchiature, errati o difettosi.

I metodi di identificazione debbono essere sviluppati sulla base dei requisiti di cui al punto II-2.1. della presente Guida. L'identificazione — mediante l'uso del numero della parte, del lotto, di serie o altro mezzo adeguato — può essere mantenuta o direttamente sulla parte d'impianto o su documentazione correlabile alla parte stessa; l'identificazione fisica deve essere usata nella massima estensione possibile.

Le misure di controllo sulle parti di impianto devono tener conto dell'eventuale necessità che le lavorazioni avvengano in condizioni ambientali controllate (quali pulizia, umidità, temperatura) e devono essere volte a prevenire il verificarsi di situazioni contrarie al rispetto di tali condizioni.

Parti d'impianto le cui caratteristiche di qualità siano soggette a degradamento o deriva col tempo o con l'uso devono essere adeguatamente tenute sotto controllo per evitare l'impiego dopo il superamento del limite di tempo utile.

b) *Processi speciali* — Devono essere adottati documentati provvedimenti per assicurare che i processi, per i quali la qualità non può essere verificata tramite la sola ispezione del prodotto, vengano eseguiti in condizioni controllate — da parte di personale qualificato e secondo procedure qualificate — in accordo con le norme, i regolamenti, i documenti tecnici e le altre prescrizioni che devono essere rispettate e soddisfatte. Questi processi includono, ma non sono limitati ai seguenti: la saldatura tra metalli, i trattamenti termici, i trattamenti chimici, i trattamenti superficiali, le operazioni di placcatura, i rivestimenti.

La qualificazione del personale, dei processi e delle apparecchiature menzionati deve essere conforme alla normativa ed alle prescrizioni da applicare e la relativa documentazione deve essere conservata.

Per quanto riguarda processi del tipo citato non presi in considerazione da norme e documenti tecnici, o quando le prescrizioni sulla qualità di un componente siano più restrittive di quelle imposte dalla normativa, la qualificazione necessaria per il personale, per i processi o per le apparecchiature deve essere appositamente stabilita.

c) *Movimentazione, immagazzinamento e trasporto* — Devono essere adottati documentati provvedimenti necessari per controllare che la movimentazione, l'immagazzinamento, la conservazione, il trasporto — includendo in ciò l'imballaggio — dei materiali e delle apparecchiature siano eseguiti in conformità con le istruzioni di lavoro e di ispezione, al fine di evitare danni, deterioramenti o smarrimenti. Per parti d'impianto che lo richiedano, devono essere specificati e realizzati speciali rivestimenti, attrezzi o condizioni ambientali protettive, quali atmosfera inerte o livelli controllati di umidità e di temperatura, ed il rispetto di tali requisiti deve essere verificato.

Per la movimentazione, l'immagazzinamento, l'imballaggio, il trasporto e la conservazione di prodotti deperibili o delicati o di importanza critica, devono essere impiegate particolari procedure scritte. Ove necessario apparecchiature e attrezzature per la movimentazione devono essere predisposte e controllate per assicurare operazioni adeguate e prive di pericoli.

Le apparecchiature e gli attrezzi speciali per la movimentazione devono essere ispezionati e collaudati in base a procedure scritte e ad intervalli regolari, per verificare che la loro manutenzione sia stata eseguita adeguatamente.

Attenzione particolare deve essere posta nel fornire adeguate istruzioni riguardo alla marcatura e all'etichettatura per l'imballaggio, la spedizione e l'immagazzinamento. La marcatura deve identificare la parte d'impianto oggetto della spedizione e fornire istruzioni riguardo alla manutenzione e conservazione, provvedendo

a segnalare la presenza nell'imballaggio di speciali condizioni ambientali o l'esigenza di particolari controlli.

II - 2.5. *Prove dell'impianto e delle sue parti*

Deve essere adottato un programma di prove atto ad assicurare che vengano identificate e documentate tutte le prove necessarie a dimostrare che le parti d'impianto avranno un soddisfacente comportamento in esercizio. Il programma deve prevedere e coerentemente connettere tra loro, secondo le necessità, le prove di qualificazione dei prototipi, le prove di collaudo prima dell'installazione, le prove di cui agli artt. 44 e 45 del DPR n. 185/64 e le prove durante la fase di esercizio.

Le prove devono essere eseguite in conformità con procedure scritte che comprendano tutte le prescrizioni ed i limiti di accettabilità stabiliti nei documenti di progetto relativi. Le procedure di prova devono includere provvedimenti per garantire che tutti i requisiti preliminari necessari all'esecuzione della prova siano soddisfatti e che la prova venga effettuata sotto la necessaria sorveglianza. I requisiti preliminari comprendono la disponibilità della necessaria strumentazione correttamente tarata, apparecchiature adeguate, personale addestrato, condizioni appropriate della parte d'impianto da provare, adatte condizioni ambientali, opportuni mezzi per la rilevazione dei dati. I risultati delle prove devono essere documentati e valutati per assicurare che le prescrizioni e gli obiettivi delle prove siano stati soddisfatti.

II - 2.6. *Esercizio, manutenzione e modifiche*

Devono essere adottati documentati provvedimenti per assicurare che l'esercizio, la manutenzione e le modifiche dell'impianto si svolgano in condizioni controllate, al fine di rispettare e mantenere i prefissati requisiti di qualità dello stesso; del pari devono essere adottati documentati provvedimenti per mantenere sotto controllo gli effetti, reali o potenziali, dell'impianto sull'ambiente e viceversa.
Devono essere identificate le interfacce, le responsabilità e le linee di comunicazione tra l'organizzazione dell'impianto e le altre unità dell'organizzazione del Responsabile, sia per lo svolgimento delle attività che possono aver influenza sulla qualità dell'impianto, sia per il controllo di eventi anormali o incidentali sullo stesso.
I provvedimenti devono assicurare che l'impianto venga gestito in base ad adeguate procedure scritte, delle quali sia assicurato il pronto e controllato aggiornamento in rapporto alle esigenze ed alla conoscenza dello stato dell'impianto stesso. Oltre ad assicurare la conoscenza ed il rispetto delle procedure da parte del personale interessato, deve essere assicurata la loro memorizzazione ove particolari condizioni, quali l'esigenza di un pronto intervento, rendano ciò necessario ai fini della sicurezza. Le procedure devono coprire aree quali: controllo dell'emissione ed aggiornamento delle disposizioni di servizio; funzionamento dei diversi sistemi e componenti dell'impianto; funzionamento dell'impianto nel suo complesso; modalità di manutenzione e modifica; ispezioni e prove; protezione sanitaria dei lavoratori; analisi e trattamento dei dati di esercizio, di manutenzione, degli eventi anormali, dei malfunzionamenti e dei guasti; sorveglianza sull'ambiente e sul territorio; condizioni di emergenza.
I provvedimenti devono assicurare la pianificazione della manutenzione e che le relative operazioni siano debitamente autorizzate e controllate al fine di evitare interferenze incontrollate con l'esercizio.
I provvedimenti devono assicurare che per l'esecuzione di operazioni di manutenzione e modifica dell'impianto siano usate solamente parti di cui è documentato il rispetto dei prefissati requisiti qualitativi; ciò sia per le parti approvvigionate specificatamente per una particolare operazione, che per le parti di ricambio a magazzino.
Le modifiche di impianto, durante la fase di esercizio, devono essere sottoposte a misure di controllo sul progetto, approvvigionamento, fabbricazione e installazione commisurate a quelle del progetto originario, e conformi ai requisiti in materia di cui ai punti II-1.4., II-2.2 (d) e II-3.4. della presente Guida.
Presso l'impianto deve essere disponibile una copia aggiornata della documentazione di cui al punto II-1.4. (b) la cui archiviazione deve rispettare i requisiti di detto punto.

II - 3. VERIFICHE, ISPEZIONI E PROVE

II - 3.1. *Verifiche di progetto*

Devono essere adottati documentati provvedimenti per verificare l'adeguatezza del progetto, quali il riesame dello stesso, l'uso di metodi alternativi o semplificati di calcolo o l'effettuazione di un adatto programma di prove.
Le verifiche devono essere eseguite da persone o gruppi diversi da quelli che hanno eseguito la progettazione iniziale, ma che possono appartenere alla stessa organizzazione.
Le verifiche devono comprendere almeno il riesame del progetto con una valutazione critica dei risultati a fronte dei criteri di progetto e dei requisiti funzionali ed il controllo in forma opportuna dei calcoli e delle analisi. L'organizzazione responsabile della progettazione deve precisare e documentare i particolari metodi utilizzati per la verifica del progetto.
Nel caso di adozione di progetti standardizzati o già collaudati deve essere comunque verificata la loro applicabilità a fronte delle specifiche prescrizioni di progetto.
Nel caso di prove di verifica, queste devono dimostrare l'adeguatezza funzionale anche nelle condizioni di progetto più severe, determinate considerando le varie condizioni di funzionamento e ambientali nelle quali la parte di impianto dovrà operare. Se i risultati delle prove rendessero necessarie delle modifiche, la parte d'impianto deve essere modificata e quindi sottoposta nuovamente a prove.
Oltre che mezzo di controllo della corretta esecuzione dell'impianto, le prove di cui gli artt. 44 e 45 del DPR n. 185/64 possono, in alcuni casi, rappresentare prove di verifica della progettazione.

II - 3.2. *Ispezioni e prove*

Ogni organizzazione che svolga attività di fabbricazione, costruzione, installazione di parti dell'impianto, deve definire ed attuare — o provvedere a che ciò sia fatto per suo conto — un documentato programma di ispezioni e prove atto a verificare che le attività aventi influenza sulla qualità si svolgano in conformità a documentate istruzioni, procedure e disegni, ed a fornire la dimostrazione del rispetto dei prefissati requisiti di qualità.

Le ispezioni sulle attività aventi influenza sulla qualità devono essere effettuate da persone opportunamente addestrate e diverse da quelle incaricate dello svolgimento delle attività sottoposte ad ispezione. Tali persone non devono dipendere dal responsabile diretto del lavoro soggetto ad ispezione.

Gli esami, le misure o le prove effettuati nel corso delle lavorazioni devono essere eseguiti dopo ciascuna fase operativa, quando ciò sia necessario per assicurare la qualità. Tali prove devono essere svolte nel rispetto dei requisiti di cui al secondo capoverso del punto II-2.5. della presente Guida.

I controlli non distruttivi (es.: radiografie, esami magnetoscopici, ultrasuoni, liquidi penetranti), al fine di assicurare l'affidabilità e completezza dei dati ottenuti, devono essere eseguiti in condizioni controllate, in accordo con le norme, i documenti tecnici e le altre prescrizioni che devono essere rispettate e soddisfatte, da parte di personale e secondo procedure qualificate.

Qualora per un gruppo di componenti si faccia ricorso ad un controllo di accettazione campionario, la procedura di campionamento deve essere basata su metodi di riconosciuta validità, le dimensioni e la selezione del campione devono essere giustificate ed il Responsabile deve riservarsi il diritto di valutarne preventivamente l'impiego.

Se il controllo diretto risulta impossibile o svantaggioso, deve essere previsto un controllo indiretto tenendo sotto sorveglianza i metodi di lavorazione e le apparecchiature ed accertando che il personale sia adeguatamente addestrato. Qualora risulti necessario per garantire la adeguatezza del controllo, devono essere impiegati sia i controlli diretti che indiretti.

Nel caso che vengano fissate delle fasi vincolanti per cui sia richiesta la presenza di rappresentanti del Responsabile, e oltre le quali i lavori non possono procedere senza il preventivo consenso di tali rappresentanti, tali fasi vincolanti devono essere specificate su appropriati documenti di lavoro. L'eventuale consenso di cui sopra dev'essere documentato prima di continuare il lavoro oltre la fase vincolante.

II - 3.3. *Riesame delle prove*

Le modalità di conduzione ed i risultati delle prove di cui al punto II-2.5. della presente Guida, devono essere sottoposti a riesame indipendente al fine di verificare il soddisfacimento degli obiettivi posti e precisare eventuali conseguenti azioni. Il riesame e le relative conclusioni devono essere documentati.

II - 3.4. *Riesame delle attività relative alla fase di esercizio*

Esternamente all'organizzazione che ha la responsabilità diretta della conduzione dell'impianto, il Responsabile deve sottoporre a riesame indipendente argomenti relativi all'impianto stesso, quali proposte di modifica alle procedure (singole o al loro complesso), alle apparecchiature o alle parti dell'impianto, proposte di programmi di esperienze, prove ed operazioni di carattere straordinario da eseguire sull'impianto giudicate rilevanti ai fini della sicurezza e protezione sanitaria. Devono parimenti essere sottoposti a riesame indipendente argomenti quali le proposte di modifica a limiti e condizioni per l'esercizio prescritti con la licenza di esercizio, i guasti e i malfunzionamenti rilevanti ai fini della sicurezza e protezione sanitaria, i risultati dei programmi di ispezione e prove svolte durante la fase di esercizio per determinare la rispondenza dell'impianto ai prefissati livelli di qualità.

II - 4. PARTI DI IMPIANTO NON CONFORMI

Devono essere adottati documentati provvedimenti atti a mantenere sotto controllo le parti di impianto che risultino non conformi ai pertinenti requisiti; ciò allo scopo di prevenire l'involontario uso o installazione. Tali provvedimenti comprendono le procedure per la identificazione e la documentazione, la segregazione, l'adozione di decisioni risolutive e la segnalazione alle organizzazioni interessate.

Devono essere identificate le persone o le organizzazioni responsabili di decidere sulle parti non conformi. Le parti non conformi devono essere riesaminate e dichiarate o accettabili « come sono », oppure scartate, oppure riparate, oppure ripristinate, in accordo con documentate procedure. Le parti riparate o ripristinate devono essere nuovamente controllate secondo prefissate procedure.

I provvedimenti devono garantire che venga documentata l'accettabilità delle parti che sono state o riparate o usate « come sono ». Devono inoltre essere descritte le modifiche, le deroghe o le deviazioni che sono state accettate; ciò al fine di documentare sia le varianti, sia le condizioni di « come costruito ».

Il controllo delle parti non conformi per mezzo di contrassegni o di stampigliature o altri mezzi di identificazione è da ritenersi accettabile qualora la segregazione fisica delle parti stesse risulti difficoltosa, sebbene quest'ultima sia da preferire.

Devono essere adottati documentati provvedimenti per mantenere sotto controllo parti identificate come non conformi, per le quali si decida, in via eccezionale, di procedere con le lavorazioni, la consegna o l'installazione, mentre non è ancora stata presa una decisione per la risoluzione della non conformità.

II - 5. SITUAZIONE DELLE ISPEZIONI, DELLE PROVE ED OPERABILITA' DELLE PARTI D'IMPIANTO

Devono essere adottati documentati provvedimenti per indicare la situazione delle ispezioni e delle prove eseguite sulle singole parti di impianto. La indicazione deve essere eseguita con mezzi adeguati quali ad esempio stampigliature, cartellini, etichette, schede di lavoro. Tali misure devono provvedere a che vengano identificate le parti di impianto che hanno superato soddisfacentemente le prove e le ispezioni richieste, ove ciò si renda necessario per precludere la possibilità che tali prove e ispezioni involontariamente non siano eseguite. Parimenti devono essere adottati documentati provvedimenti per indicare l'operabilità di strutture, sistemi, componenti dell'impianto al fine di prevenirne l'involontario uso; a tale scopo si può ricorrere a mezzi quali l'apposizione di cartellini, etichette su valvole, interruttori e simili.

I provvedimenti devono comprendere le procedure relative al controllo sui contrassegni ed identificare i responsabili per l'applicazione e la rimozione degli stessi.

II - 6. APPARECCHIATURE DI MISURA E DI PROVA

Devono essere adottati documentati provvedimenti per assicurare che gli attrezzi, i calibri, gli strumenti, la strumentazione e ogni altro dispostivo e apparecchiatura di misura e di prova da impiegare in attività aventi influenza sulla qualità siano di tipo, campo di misura e precisione idonei a verificare la conformità alle prescrizioni stabilite.

Per assicurare la precisione:

— le apparecchiature devono essere controllate, tarate e sottoposte a manutenzione con prefissata periodicità; qualora si abbiano dei dubbi sulla loro precisione queste devono essere comunque tempestivamente ritarate;

— le apparecchiature devono essere tarate a fronte di strumenti dotati di certificato di taratura avente una valida correlazione con campioni riconosciuti in sede nazionale. Qualora tali campioni non esistessero, le basi su cui si fonda la taratura devono essere documentate ed analizzate. (Questa prescrizione non implica la necessità di speciali misure di controllo e taratura di metri, cordelle metriche, livelle ed altri strumenti simili, se i prodotti commerciali utilizzati hanno una adeguata precisione);

— le apparecchiature devono essere identificate in maniera univoca ed opportunamente contrassegnate per indicarne lo stato di calibrazione;

— il metodo e la frequenza di taratura di ciascuna apparecchiatura devono essere definiti e sistematicamente riesaminati in base al tipo di apparecchiatura, alle sue caratteristiche di stabilità, alla precisione necessaria e agli altri elementi che influiscono sulle misure;

— qualora si riscontrasse che un'apparecchiatura è ripetutamente fuori taratura questa deve esse riparata o sostituita;

— deve essere mantenuta una raccolta ordinata dei dati di calibrazione (es.: identificazione, procedimenti di calibrazione usati, frequenze, risultati di ogni calibrazione).

Le caratteristiche ambientali (es.: temperatura, umidità, vibrazioni, pulizia) devono essere in ogni caso compatibili sia con la precisione richiesta alla misura che con i requisiti del procedimento di calibrazione.

Qualora si riscontri che le apparecchiature di misura e prova sono fuori taratura, deve essere fatta, e documentata, una valutazione sulla validità dei risultati delle precedenti misure o prove e sulla accettabilità delle decisioni o azioni basate su tali dati (es.: dati sperimentali di appoggio alla progettazione, parti di impianto precedentemente provate ed ispezionate, dati di esercizio, dosi da radiazioni ionizzanti).

x

2.11.7 Guida Tecnica N. 9

GUIDA TECNICA N. 9

Raccomandazione

Questa Guida Tecnica è pubblicata sotto forma di bozza perché Amministrazioni, Industrie, Enti e quanti altri interessati possano, entro il termine di tre mesi dalla pubblicazione sul «Notiziario» del CNEN, formulare eventuali commenti o motivate proposte di modifica. Alla scadenza di detto termine la presente Guida sarà pubblicata nella sua stesura definitiva.

Garanzia della qualità Documentazione quadro richiesta per l'applicazione dell'art. 42 DPR 185-1964

I - CONDIZIONI GENERALI
I -1. Premessa
I -2. Obiettivi e campo di applicazione
II- CONTENUTI DELLA DOCUMENTAZIONE
II-1. Premessa
II-2. Preparazione della documentazione
II-3. Elementi di base del programma di garanzia della qualità
II-4. Organizzazione
II-5. Documentazione; identificazione di parti e componenti
II-5.1. Gestione della documentazione
II-5.2. Documentazione di garanzia della qualità
II-5.3. Identificazione
II-6. Verifiche ispettive
II-7. Progettazione
II-8. Approvvigionamenti e forniture

GUIDA TECNICA N. 9

Raccomandazione

BOZZA

I. CONDIZIONI GENERALI

I - 1. - PREMESSA

La procedura per l'autorizzazione o il nulla osta alla costruzione di un impianto nucleare (artt. 37 e 38 del DPR 185/64) prevede che vengano sottoposti allo esame del CNEN:

a) il progetto di massima dell'impianto;

b) il rapporto preliminare di sicurezza.

Detta autorizzazione o nulla osta comprende, di norma, prescrizioni sulla attuazione del programma di garanzia della qualità predisposto per la realizzazione dell'impianto.

La DISP (Direzione Centrale della Sicurezza Nucleare e Protezione Sanitaria del CNEN), al fine di chiarire i termini della propria istruttoria tecnica, ha emesso la Guida Tecnica (G.T.) n. 1 (febbraio 1975) riguardante la documentazione richiesta dai succitati artt. 37 e 38 del 185/64 per centrali elettronucleari di tipo provato. Nel capitolo B-5 di detta Guida Tecnica è richiesta una descrizione del programma di garanzia della qualità relativo alle fasi di progettazione, approvvigionamenti, produzioni e lavorazioni, costruzioni ed installazioni; in detta guida si precisa inoltre che il programma di garanzia della qualità relativo alle fasi di prove nucleari ed esercizio dell'impianto verrà presentato nel rapporto finale di sicurezza.

La DISP intende riscontrare, nel contenuto del succitato capitolo B-5, gli impegni presentati dal Richiedente, ai fini di una corretta esecuzione, documentazione e controllo delle attività di cui sopra, nel rispetto dei requisiti generali di garanzia della qualità, presentati nella Guida Tecnica n. 8 (emessa in bozza nel giugno 1976).

La DISP ha inoltre emesso la Guida Tecnica n. 4 (Maggio 1975), relativa all'applicazione dell'art 42 del DPR 185/64, con la quale richiede, fra la documentazione illustrativa dei progetti particolareggiati, la documentazione di garanzia della qualità per il progetto in esame. In tal caso la DISP intende riscontrare che la pianificazione delle azioni di garanzia della qualità per il particolare progetto in esame, attui gli impegni di cui sopra, assunti dal Richiedente/Titolare della autorizzazione o del nulla osta.

I - 2. - OBIETTIVI E CAMPO DI APPLICAZIONE

La DISP, al fine di inquadrare in modo organico l'iter di approvazione dei singoli progetti particolareggiati di cui l'art. 42 del DPR 185/64, richiede la presentazione del progetto d'insieme dell'impianto (Guida Tecnica n. 4, paragrafo 1-4); la documentazione che costituisce tale progetto d'insieme deve comprendere anche la illustrazione dei mezzi e delle modalità con cui il Richiedente/Titolare intende attuare gli impegni assunti, in materia di garanzia della qualità, con la documentazione di cui all'art. 37 del DPR 185/64 ed in particolare, per quanto riguarda le centrali nucleari di tipo provato, col capitolo B-5 del rapporto preliminare di sicurezza.

La presente Guida è quindi volta a precisare quanto deve essere contenuto in quella parte di documentazione del progetto di insieme che riguarda il programma di garanzia della qualità per l'impianto in esame.

La presentazione di tale documentazione deve precedere temporalmente (ordine $3 \div 4$ mesi) la presentazione del primo progetto particolareggiato.

Il CNEN intende verificare che i provvedimenti adottati dal Richiedente/Titolare e presentati in tale documentazione siano idonei a garantire la corretta impostazione, esecuzione, contollo e documentazione delle attività di realizzazione dell'impianto, conformemente ai contenuti della documentazione in materia di garanzia della qualità presentati con la richiesta di autorizzazione o di nulla osta.

La documentazione in questione sarà ritenuta parte integrante di ogni progetto particolareggiato, unitamente alle specifiche informazioni di cui al punto 2.3 della Guida Tecnica n. 4, relative al singolo progetto.

II. CONTENUTI DELLA DOCUMENTAZIONE

II - 1. - PREMESSA

Sono di seguito indicate le informazioni concernenti la garanzia della qualità che il CNEN si attende vengano fornite.

Il Richiedente/Titolare che intende discostarsi da quanto in seguito indicato è tenuto a motivare la scelta ed a mostrarne la validità.

II - 2. - PREPARAZIONE DELLA DOCUMENTAZIONE

E' richiesta l'indicazione delle responsabilità funzionali in merito alla preparazione e all'approvazione della intera documentazione relativa al progetto di insieme,

III

stabilite al fine di garantire la completezza e la adeguatezza della documentazione stessa.

II - 3. - ELEMENTI DI BASE DEL PROGRAMMA DI GARANZIA DELLA QUALITÀ

E' richiesta una descrizione degli elementi di base del programma di garanzia della qualità che comprenda almeno quanto segue:

a) indicazione degli indirizzi e degli obiettivi di garanzia della qualità adottati dal Richiedente/Titolare (particolare riferimento all'eventuale adozione della G.T. n. 8);

b) indicazione delle direttive e delle disposizioni impartite dal Richiedente/Titolare per rendere esecutiva l'adozione degli indirizzi e obiettivi stabiliti;

c) indicazione delle responsabilità funzionali in merito alla definizione, riesame ed approvazione del programma di garanzia della qualità;

d) presentazione dei criteri di ripartizione delle attività di definizione ed attuazione del programma di garanzia della qualità tra Richiedente/Titolare ed altre organizzazioni da esso delegate;

e) presentazione dei provvedimenti presi dal Richiedente/Titolare al fine di assicurare che fornitori e sub-fornitori definiscano e diano attuazione alla parte di programma di garanzia della qualità di loro competenza;

f) descrizione delle modalità per la preparazione, riesame, approvazione e revisione delle procedure gestionali di attuazione del programma di garanzia della qualità; presentazione dei provvedimenti presi al fine di assicurare la compartecipazione delle unità di linea alla definizione delle procedure che ne regolano la attività;

g) presentazione dell'elenco delle procedure gestionali di attuazione del programma di garanzia della qualità con relativa classificazione; descrizione del loro contenuto; presentazione dell'impegno ad approntare le procedure non ancora disponibili in tempo utile per il corretto svolgimento delle attività in esse descritte;

h) descrizione delle modalità e individuazione delle responsabilità funzionali per la raccolta organica delle direttive, disposizioni e procedure applicative di garanzie della qualità e per l'approvazione, la diffusione, la revisione e l'aggiornamento di tale raccolta;

i) presentazione dei criteri specifici adottati per classificare strutture, sistemi e componenti cui si applica il programma di garanzia della qualità; elenco delle strutture, sistemi e componenti già classificati;

l) presentazione delle disposizioni e dei provvedimenti adottati del Richiedente/Titolare e dalle principali organizzazioni partecipanti, per illustrare e motivare al personale interessato l'adozione di metodologie di garanzia della qualità;

m) descrizione delle modalità con cui si provvede ad assicurare una regolare informativa sulla attuazione e sulla efficacia del programma di garanzia della qualità ai livelli direzionali adeguati — e individuati secondo quanto richiesto nel successivo paragrafo 4 — dell'organizzazione del Richiedente/Titolare e, per le parti di loro competenza, delle altre principali organizzazioni partecipanti;

n) descrizione delle modalità secondo cui, ai livelli direzionali di cui al capoverso m) del presente paragrafo si verificano regolarmente, per la parte di propria competenza, la corretta attuazione e l'efficacia del programma di garanzia della qualità;

o) descrizione dei provvedimenti previsti per assicurare l'individuazione e la tempestiva segnalazione delle condizioni aventi influenza negativa sulla qualità, nonché delle modalità previste per la adozione delle azioni correttive, sia a livello di provvedimenti tecnici che in relazione all'intero programma di garanzia della qualità.

II - 4. - ORGANIZZAZIONE

E' richiesta una descrizione della struttura organizzativa che comprenda almeno quanto segue:

a) la descrizione delle principali linee dell'organizzazione generale del progetto per il quale si richiede la autorizzazione o nulla osta alla costruzione e la presentazione dell'organigramma relativo;

b) la presentazione degli organigrammi delle principali singole organizzazioni partecipanti, limitatamente alle parti di dette organizzazioni comunque interessate alle attività di progettazione e realizzazione dell'impianto;

c) la descrizione dell'organizzazione di cantiere prevista e la presentazione del relativo organigramma;

d) la descrizione, per ogni singola organizzazione, delle funzioni e responsabilità relative a ciascuna delle posizioni presentate da detti organigrammi; l'individuazione delle posizioni non ancora coperte; la presentazione, per quanto in particolare riguarda le posizioni di gestione del programma di garanzia della qualità, dei requisiti fissati per poter ricoprire tali posizioni;

e) per ogni attività tipo, quale ad esempio l'elaborazione delle specifiche, la scelta dei fornitori, i piani di fabbricazione e controllo, le prove in cantiere, etc., la presentazione, in opportune forme sinottiche, ad esempio tabelle matriciali, diagrammi di flusso, etc., delle funzioni e responsabilità (esecuzione del lavoro, esame preventivo all'approvazione, approvazione, ricezione per informazione, etc.) delle singole unità e organizzazioni implicate nello svolgimento di dette attività tipo; la individuazione delle linee di comunicazione tra tali organizzazioni;

f) la presentazione dei provvedimenti e delle disposizioni adottate per addestrare il personale che svolge attività aventi influenza sulla qualità di prodotti e servizi; la presentazione dei lineamenti del programma di addestramento del personale di esercizio.

II - 5. - DOCUMENTAZIONE; IDENTIFICAZIONE DI PARTI E COMPONENTI

II - 5. 1. - *Gestione della documentazione*

E' richiesta la presentazione dei criteri e dei requisiti fissati dal Richiedente/Titolare, anche nei confronti di terzi, per una gestione controllata della documentazione tecnica, che garantisca il suo corretto e tempestivo uso, nonché la completa raccolta della stessa documentazione, sia per le singole parti, che per l'intero impianto; in particolare sono richiesti:

a) le modalità adottate dal Richiedente/Titolare e dai principali fornitori per disporre di un quadro completo, aggiornato e di facile consultazione dei documenti in via di preparazione, approvati o in corso di revisione;

b) le modalità adottate per il riesame, l'approvazione e lo svincolo della documentazione tecnica sia all'interno di ogni singola principale organizzazione, sia per l'organizzazione generale nel suo complesso;

c) le modalità adottate dal Richiedente/Titolare e dai principali fornitori per il controllo della circolazione della documentazione tecnica in corso di elaborazione, sia prodotta all'interno di ciascuna organizzazione, sia proveniente da organizzazioni esterne aventi interfacce contrattuali con la stessa;

d) le modalità adottate dal Richiedente/Titolare e dai principali fornitori per tenere sotto controllo la distribuzione della documentazione approvata alle parti interessate e per evitare l'uso di documenti superati o comunque non appropriati;

e) i provvedimenti adottati per la raccolta della documentazione che mostri l'evoluzione motivata delle soluzioni di progetto approvate;

f) le modalità per assicurare in cantiere un'efficiente gestione della documentazione tecnica (controllo della distribuzione dei documenti di progetto e di costruzione; raccolta ed archiviazione relative a procedure e controlli su montaggi e costruzioni; controllo della documentazione " come costruito ", etc).

Sono inoltre richieste l'individuazione dei documenti da sottoporre interamente alle procedure di controllo di cui sopra e la descrizione dei criteri per la parziale applicazione di dette procedure ad altri tipi di documenti.

II - 5. 2. - *Documentazione di garanzia della qualità*

In ordine alla documentazione di garanzia della qualità sono richieste:

a) la presentazione delle modalità adottate dal Richiedente/Titolare in merito alla raccolta ed alla conservazione della documentazione di qualità; la descrizione dei criteri generali adottati per estendere ai fornitori i requisiti in materia e delle modalità specifiche previste per la presentazione ed il trasferimento al Richiedente/Titolare della documentazione stessa;

b) la presentazione dell'elenco motivato della documentazione da preparare e conservare per fornire esauriente prova del conseguimento dei requisiti di qualità prefissati; l'indicazione dei tempi di conservazione previsti per i vari tipi di documenti e la descrizione dei criteri seguiti per la scelta di tali tempi;

c) la indicazione delle modalità previste dal Richiedente/Titolare e richieste a terzi per prevenire il danneggiamento della documentazione di qualità da cause quali alta umidità e temperatura, incendi, allagamenti, animali, invecchiamento;

d) la descrizione dei criteri per l'accettazione di forniture, loro spedizione e ricezione in cantiere nonché per la verifica della completezza della documentazione di qualità al fine dell'accettazione e dell'utilizzo in cantiere di materiali e componenti per la costruzione e per l'installazione in sito.

II - 5. 3. - *Identificazione*

Si richiede:

a) la presentazione del sistema adottato dal Richiedente/Titolare per identificare materiali, componenti, apparecchiature dell'impianto; la descrizione dei provvedimenti adottati per garantire la continuità dell'identificazione nei confronti di fornitori e sub-fornitori;

b) la descrizione dei provvedimenti adottati per assicurare la rintracciabilità; la indicazione delle eventuali differenziazioni dei requisiti in materia, in funzione della rilevanza delle parti interessate.

II - 6. - VERIFICHE ISPETTIVE

E' richiesta la descrizione dei criteri e delle modalità organzzative fissati dal Richiedente/Titolare ed eventualmente concordati contrattualmente con i principali fornitori ed appaltatori per tenere sotto controllo lo svolgimento del programma di garanzia della qualità tramite verifiche ispettive che assicurino sia il riscontro formale del corretto adempimento di requisiti procedurali, sia un'effettiva valutazione di merito sulle aree, sulle attività e sulle procedure sottoposte ad esame, sia la valutazione dell'adeguatezza dell'intero programma; in particolare si richiede che siano presentati:

a) le modalità per la preparazione e conduzione delle verifiche ispettive, per la documentazione dei risultati, per l'analisi degli stessi e per la loro trasmissione alle parti interessate ed alla Direzione dell'organizzazione del Richiedente/Titolare;

b) i criteri di pianificazione delle verifiche ispettive in relazione alle aree da sottoporre a tali verifiche, ai momenti in cui debbono essere condotte, alla loro ripartizione tra organizzazione del Richiedente/Titolare e quelle dei principali fornitori ed appaltatori.

II. - 7. - PROGETTAZIONE

E' richiesto che siano descritte le modalità adottate per il controllo, in ogni singola fase del progetto , del corretto raggiungimento degli obbiettivi prefissati, del completo soddisfacimento di criteri e basi di progetto, del pieno rispetto delle prescrizioni poste dalle leggi, dai regolamenti e dai documenti tecnici da applicare. In particolare sono richieste:

a) la presentazione della pianificazione generale delle attività di progettazione, con particolare riferimento alla preparazione, riesame, approvazione ed uso dei principali documenti di progetto;

b) la presentazione, anche in opportune forme sinottiche, delle modalità concordate tra il Richiedente/Titolare e le principali organizzazioni partecipanti per la verifica, l'approvazione, l'emissione, la distribuzione e la revisione dei documenti di progetto che comportino problemi di interfaccia tra le organizzazioni stesse;

c) l'indicazione delle responsabilità concordate tra le varie parti interessate per l'esecuzione di modifiche ai documenti di progetto approvati, ivi incluse quelle aventi origine da attività di cantiere;

d) l'individuazione dei momenti rilevanti della progettazione in cui, tra le varie parti in causa, sono previsti riesami sistematici e documentati della rispondenza del progetto agli obiettivi prefissati; la presentazione

v

dei criteri adottati per l'individuazione, preparazione, conduzione e documentazione di tali riesami e per la partecipazione ad essi del Richiedente/Titolare e delle altre parti interessate;

e) la descrizione dei provvedimenti con cui le principali organizzazioni effettuano il controllo delle attività di progettazione e di verifica del progetto, la approvazione dei documenti che lo costituiscono ed il controllo delle eventuali modifiche, ivi incluse quelle originate da attività di fabbricazione e costruzione;

f) la presentazione dei criteri di scelta per l'effettuazione delle verifiche indipendenti e dei requisiti fissati per assicurare l'indipendenza;

g) la presentazione dei provvedimenti adottati dal Richiedente/Titolare e dalle principali organizzazioni partecipanti per l'approvazione, l'aggiornamento (a seguito di modifiche di norme, in base a dati ricavati dall'esperienza) delle specifiche standard e per l'accertamento della loro adottabilità in relazione agli specifici requisiti del singolo progetto;

h) la descrizione delle modalità atte ad assicurare che le eventuali prove per il controllo della progettazione, o in oppoggio ad essa, siano significative, affidabili, complete e che i risultati siano correttamente utilizzati.

II - 8. - APPROVVIGIONAMENTI E FORNITURE

E' richiesto che siano descritti i provvedimenti, anche di naturale contrattuale, adottati dal Richiedente/Titolare e dai principali fornitori per garantire sia la completa trasmissione, nei documenti di approvvigionamento, dei requisiti tecnici posti per parti di impianto e servizi che da essi vengono approvvigionati, sia l'effettivo soddisfacimento di detti requisiti; sono in particolare richieste:

a) la presentazione delle sequenze di azioni prefissate che portano a ciascuna richiesta di approviggionamento ed al successivo ordine di acquisto;

b) la descrizione dei provvedimenti adottati dal Richiedente/Titolare e dalle principali organizzazioni per accertare e documentare la qualificazione dei fornitori/appaltatori, sub-fornitori/sub-appaltatori;

c) la descrizione dei provvedimenti che garantiscono il controllo delle modifiche e delle revisioni dei documenti di approvvigionamento, sia nel periodo compreso tra l'emissione della richiesta di offerta e l'emissione dell'ordine, che successivamente;

d) l'indicazione dei requisiti generali relativi al programma di garanzia della qualità il cui rispetto è richiesto ai fornitori/appaltatori e sub-fornitori/sub-appaltatori; la descrizione delle eventuali differenziazioni in funzione della classificazione di prodotti e servizi;

e) l'indicazione dei tipi di documenti o attività soggetti ad approvazione del Richiedente/Titolare o delle altre organizzazioni, quale condizione vincolante per il proseguimento delle attività di fornitura/appalto;

f) la presentazione dei provvedimenti di natura organizzativa e procedurale per lo svolgimento delle attività di controllo di qualità della fornitura, per l'attuazione delle verifiche ispettive, e per l'effettuazione dei solleciti;

g) la descrizione delle modalità di estensione dei requisiti di approvvigionamento ai subfornitori.

3. COSTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA IN UNA CENTRALE ELETTRONUCLEARE

3.1 Introduzione

La accertata validità tecnica di una determinata tecnologia è condizione certamente necessaria, ma non sufficiente per il successo della tecnologia stessa, che può essere garantito solo qualora si possa ragionevolmente dimostrare che il costo del prodotto ottenuto è competitivo con quello derivante dalla utilizzazione di altre tecnologie. Poiché nel caso delle centrali elettronucleari il prodotto utile è rappresentato dall'energia elettrica, si ritiene opportuno esporre nel seguito una possibile metodologia per la valutazione del costo di produzione del kWh.

Il problema all'esame è certamente complesso, anche per alcune peculiarità che caratterizzano questa tecnologia.

Si deve in primo luogo osservare che, come sarà successivamente mostrato, i costi fissi hanno una incidenza particolarmente elevata sul costo totale del prodotto. Tali costi, costituiti essenzialmente dagli oneri finanziari sulle spese di investimento, sono rappresentati da una funzione complessa di numerose grandezze: costo nominale della centrale, tempo di realizzazione della stessa, tasso di interesse, durata della vita operativa, fattori medi di disponibilità e di carico durante l'esercizio, costi per lo smantellamento della centrale e per il recupero del sito, ecc. A tali grandezze si deve ovviamente fare riferimento anche per impianti di altro tipo, ma alcune di queste hanno un rilievo particolare per gli impianti nucleari. A tale riguardo si può ricordare, solo a titolo di esempio, che nel tempo di realizzazione della centrale può incidere pesantemente quello necessario per la qualificazione del sito e per le autorizzazioni alla costruzione ed all'esercizio dell'impianto, per il cui ottenimento è previsto nel caso degli impianti nucleari, un iter particolarmente lungo e complesso.

Un altro elemento certamente tipico degli impianti nucleari è costituito dalla gestione del combustibile. In questi impianti non ha senso parlare di costo del combustibile, come nelle centrali termoelettriche convenzionali, ma più correttamente di costo del ciclo del combustibile comprensivo dei costi relativi al consumo vero e proprio e di quelli di investimento connessi allo svolgimento delle diverse fasi relative al ciclo stesso.

Un altro aspetto, certamente comune a tutti gli impianti, ma che assume per gli impianti nucleari un rilievo particolarmente significativo per le elevate spese di investimento e per la lunga durata dell'impianto, è rappresentato dalla svalutazione della moneta. Sul piano metodologico non ci sono particolari difficoltà per valutare gli effetti della svalutazione: sarebbe sufficiente sommare al tasso di interesse quello relativo alla svalutazione. Questa banale operazione richiede però le definizione a livello previsionale dell'andamento della svalutazione nei numerosi anni (alcune decine) intercorrenti fra l'inizio della costruzione e la fine dell'esercizio. Tale definizione, se non impossibile, sarebbe comunque affetta da incertezze certamente elevate e non ragionevolmente stimabili.

Un modo semplice e abbastanza razionale è allora quello di determinare il costo del prodotto al valore della moneta all'istante di attualizzazione (ad es. in Lit_{97} per kWh, se l'attualizzazione è riferita al 1997) prevedendo un conseguente aumento del costo, in moneta corrente, negli anni successivi a quello di attualizzazione, da definire in relazione alla effettiva svalutazione che negli anni stessi potrà essersi verificata.

Nei paragrafi successivi sarà esposta, sia pure in modo semplificato, la metodologia impiegata per la valutazione dei costi di produzione dell'energia elettrica, con specifico riferimento ad una centrale elettronucleare.

3.2 Costi di Produzione

Il costo dell'energia elettrica prodotta nella centrale è dato dalla somma degli oneri che derivano dalla realizzazione e dall'esercizio della stessa. Tali oneri vengono normalmente suddivisi in due categorie:

- oneri fissi: indipendenti dalla quantità di energia prodotta;
- oneri variabili: dipendenti dalla quantità di energia prodotta, in modo proporzionale od in base ad altri legami funzionali, spesso non definibili con adeguata precisione.

Una frazione rilevante dei costi fissi è dovuta ai costi di investimento (remunerazione e ricostituzione del capitale investito per la costruzione della centrale).

I costi relativi al personale di esercizio, i costi amministrativi e quelli connessi alla manutenzione sono da considerare per la maggior parte come costi fissi, pur dovendosi rilevare che una frazione dei costi di esercizio e di manutenzione sono certamente variabili.

Una suddivisione dei costi può essere schematicamente rappresentata nel modo seguente:

a) Costi fissi

- costi fissi di investimento: impianto e carica del combustibile;
- costi fissi di esercizio e di manutenzione;
- assicurazioni e tasse fisse (per kW installato)

b) Costi variabili

- costi relativi al consumo del combustibile;
- costi variabili di esercizio e di manutenzione;
- assicurazioni e tasse variabili (per kWh prodotto)

I costi relativi al combustibile, come è stato sopra indicato, sono da considerare in parte come costi fissi (relativi alla realizzazione dell'elemento) e in parte come costi variabili (relativi al consumo del combustibile durante l'esercizio).

Con queste premesse, si supponga per semplicità che i costi fissi K_f siano rigorosamente tali e quelli variabili c_v siano proporzionali all'energia prodotta E_p (kWh/anno).

Il costo complessivo K_t che dovrà essere annualmente sostenuto sarà pari a:

$$K_t = K_f + c_v E_p \text{ (Lit/anno)}$$

ed il costo unitario c_e dell'energia elettrica prodotta sarà conseguentemente pari a:

$$c_e = \frac{K_f}{E_P} + c_v \quad \left(\frac{\text{Lit}}{\text{kWh}}\right)$$

Indicando con We la potenza elettrica netta dell'impianto e con f_c il fattore di carico, l'energia prodotta nell'anno sarà pari a:

$$E_p = 8{,}760.\ f_c\ \ We \ \text{(kWh/anno)}$$

e quindi:

$$c_e = \frac{K_f}{8{,}760.\ f_c\ \ We} + c_v$$

Per quanto è stato prima detto, si può scrivere:

$$K_f = K_i + K_c + K_{es}$$

avendo indicato con:

K_i costi annui di impianto (comprensivi delle assicurazione e delle tasse);

K_c costi annui di immobilizzo del combustibile;

K_{es} costi annui di esercizio e di manutenzione.

Ipotizzando tutti i costi suddetti come costi fissi, il termine c_v è relativo soltanto al consumo del combustibile.

Il termine K_i è dato dalla somma K dei costi di impianto diretti ed indiretti, moltiplicata per il fattore di annualità x (vedi Paragrafo 3.2.1).

Il termine c_v viene comunemente espresso in funzione della resa energetica del combustibile b (kWh/kg) e del costo C_u per unità di massa dello stesso (Lit/kg).

Si ha allora:

$$c_e = \frac{C_u}{24\ b\ \eta} + \frac{1}{8{,}760.\ f_c}\frac{xK + K_c + K_{es}}{We}\ \left(\frac{Lit}{kWh}\right)$$

dove:

η è il rendimento complessivo della centrale, inteso come rapporto fra l'energia elettrica netta e quella prodotta dalla fissione.

I costi relativi al combustibile vengono di solito calcolati complessivamente e conglobati nel primo termine, per cui si può scrivere:

$$c_e = \frac{C_u^+}{24\ b\ \eta} + \frac{1}{8{,}760.\ f_c}\frac{x\ K + K_{es}}{We}\ \left(\frac{Lit}{kWh}\right)$$

con:

$$C_u^+ = C_u + K_c\frac{24\ b\ \eta}{8{,}760.\ f_c We}$$

I costi di esercizio vengono normalmente valutati separatamente da quelli di impianto, in modo da poter anche tenere conto della parte di tali costi da considerare come costi variabili.

3.2.1 Fattore di Annualità

Il fattore di annualità x è il numero che moltiplicato per il costo dell'investimento fornisce il costo annuo relativo alle spese fisse. In generale, il fattore di annualità è dato dalla somma di diversi termini:

x_1 interesse annuo per la remunerazione del capitale;

x_2 quota di ammortamento per la ricostituzione del capitale investito;

x_3 quota fissa per le spese annue di esercizio e di manutenzione indipendenti dall'energia prodotta;

x_4 quota annua per oneri fiscali associati al capitale;

x_5 quota annua per le spese fisse dovute agli oneri assicurativi.

- Il tasso di interesse (interesse annuo) x_1 sul capitale è legato alla disponibilità di liquidità sul mercato finanziario e può essere quindi differente per i diversi paesi e variabile nel tempo all'interno di uno stesso paese. Evidentemente, una scarsa disponibilità di denaro, determinando un aumento del tasso di interesse, può incidere negativamente sui programmi di costruzione di impianti, quali le centrali nucleari, caratterizzati da elevati costi di investimento.
- La quota di ammortamento x_2 dipende dal tasso di interesse e dalla durata dell'impianto e può essere determinata utilizzando la seguente relazione:

$$x_2 = \frac{x_1}{(1+x_1)^n - 1}$$

dove:

x_1 tasso di interesse;

n durata in anni della vita operativa dell'impianto.

L'espressione suddetta è immediatamente ricavabile ipotizzando di accantonare ogni anno una somma costante che alla fine degli n anni di esercizio, tenendo conto degli interessi relativi, consenta la ricostituzione del capitale investito. La quota di ammortamento x_2 così determinata è generalmente chiamata “sinking fund-deposit factor”.

- La quota x_3 per spese di esercizio e di manutenzione viene di norma valutata a parte, in quanto tali spese non sono generalmente proporzionali al costo dell'impianto.
- La quota per oneri fiscali x_4 dipende dalla legislazione vigente nei diversi Paesi. In Italia, per esempio, viene tassato con una quota fissa il kWh prodotto, indipendentemente dalla composizione del costo dell'energia. In questo caso risulterebbe pertanto x_4 uguale a zero.
- Le spese fisse dovute agli oneri assicurativi cui la quota x_5 fa riferimento, non sono in generale strettamente proporzionali al costo dell'impianto. In molti Paesi, ad esempio, l'assicurazione contro il rischio nucleare dipende soltanto dalla potenza dell'impianto e non dal suo costo.

Da quanto sopra detto risulta che, mentre x_1 e x_2 sono sempre compresi nel fattore di annualità, gli altri termini possono essere nulli o vengono valutati a parte.

3.2.2 Costo dell'Impianto

Il costo dell'impianto è dato dall'insieme delle spese sostenute per il progetto, la costruzione ed il collaudo dell'impianto fino al rilascio della licenza di esercizio. Tale costo è costituito dalla somma dei costi diretti e di quelli indiretti afferenti alle attività sommariamente indicate, a titolo di esempio, in quanto segue.

Costi diretti

1 - Acquisto dell'area e sistemazione del sito.

2 - Opere civili.

3 - Isola nucleare.

4 - Gruppo turboalternatore.

5 - Impianto elettrico.

6 - Attrezzature ausiliari di centrale.

7 - Dotazione iniziale delle parti di ricambio.

Costi indiretti

1'- Ottenimento delle autorizzazioni.

2'- Progettazione.

3'- Supervisione e spese generali durante la costruzione.

4'- Imprevisti.

5'- Addestramento del personale.

6'- Prove ed avviamento dell'impianto.

7'- Revisione dei prezzi.

8'- Interessi durante la costruzione.

9'- Imposte e tasse durante la costruzione.

La realizzazione di una centrale elettronucleare avviene in tempi molto elevati (diversi anni) e comporta pertanto una sequenza di operazioni finanziarie di differente importo, effettuate in tempi diversi, precedenti alla messa in marcia operativa della centrale stessa. Nella valutazione del costo dell'energia prodotta sarà pertanto necessario fare riferimento al costo attualizzato dell'impianto invece che a quello nominale. Per questo motivo sono stati inseriti fra i costi indiretti gli interessi durante le costruzione (punto 8').

3.2.3 Costo del Combustibile

Il ciclo del combustibile in una centrale nucleare è certamente più complesso di quello relativo ad una centrale termoelettrica convenzionale. Le fasi principali del ciclo possono essere così sommarizzate:

- estrazione del minerale;
- purificazione dell'uranio;
- conversione in esafluoruro;
- arricchimento dell'uranio;
- riconversione dell'esafluoruro in ossido;
- fabbricazione dell'elemento di combustibile;
- trasporto ed immagazzinamento del combustibile fresco;
- bruciamento del combustibile nel reattore:
- decadimento in piscina del combustibile irraggiato;
- trasporto del combustibile irraggiato;
- trattamento del combustibile irraggiato con recupero del l'uranio e del plutonio e separazione dei rifiuti radioattivi;
- immagazzinamento dei rifiuti radioattivi.

Le fasi sopraindicate sono relative ad un ciclo con uranio arricchito, con ritrattamento del combustibile e recupero del fissile residuo. Naturalmente, alcune delle fasi sopra indicate non saranno presenti nel ciclo del combustibile di centrali alimentate con uranio naturale e/o qualora non si ritenga conveniente procedere al riprocessamento del combustibile esaurito.

La durata del ciclo è in ogni caso molto elevata: dell'ordine di diversi anni se non si considera l'immagazzinamento dei rifiuti radioattivi e molto maggiore se si fa riferimento anche a questa fase.

La determinazione del costo del combustibile deve essere allora fatta tenendo conto che l'attuazione del ciclo comporta una sequenza piuttosto complessa di operazioni finanziarie di differente importo che vengono effettuate in tempi diversi, precedenti o successivi all'inizio della utilizzazione del combustibile nel reattore. Come per il costo relativo all'impianto, anche per la valutazione del costo del ciclo del combustibile risulta allora necessario fare riferimento nei calcoli ai valori attualizzati delle spese sostenute in corrispondenza alle diverse fasi anziché a quelli nominali.

Nella Tabella 3.1 sono indicativamente forniti, solo a titolo di esempio, per un PWR da 1,000. MWe, i flussi annui di materiale (con ciclo all'equilibrio) in corrispondenza alle diverse fasi, i tempi di inizio delle fasi stesse ed i relativi costi nominali. Nelle due ultime colonne della tabella sono stati riportati i costi attualizzati ed il costo dell'energia prodotta, per la parte afferente al combustibile. I valori riportati nelle due colonne suddette sono stati ottenuti seguendo le procedure che saranno esposte nei paragrafi successivi.

3.2.4 Costi di Esercizio e di Manutenzione

I costi di esercizio e di manutenzione sono relativi alle spese sostenute per il personale di esercizio e amministrativo, le attività di ispezione durante l'esercizio, la riparazione o la sostituzione di parti deteriorate, l'acquisto di materiali di consumo, gli oneri per l'immagazzinamento in centrale delle parti di riserva, ecc.

Evidentemente nessuna delle voci di spesa sopraindicate possono essere sicuramente inserite fra i costi fissi o fra i costi variabili. Si può ritenere con ragionevole approssimazione che le spese per il personale possano essere considerate costi fissi e quelle relative ai materiali di consumo ed alla parti di ricambio possano essere inserite fra i costi variabili. Le spese cui le altre voci fanno riferimento rientrano in parte fra i costi fissi ed in parte fra i costi variabili, con quote di ripartizione che non è sempre facile individuare. Nelle centrali ad acqua pesante, per esempio, gli oneri relativi alla D_2O immagazzinata nei sistemi di moderazione e di refrigerazione vengono normalmente considerati come costi fissi, mentre le spese per il reintegro della stessa D_2O durante l'esercizio sono inserite fra i costi variabili.

La valutazione analitica dei costi di esercizio e di manutenzione non è di facile esecuzione. Si ritiene attualmente opportuno valutare tali costi sulla base dei dati ottenuti nell'esercizio delle centrali già installate.

3.2.5 Costi per lo Smantellamento della Centrale e per il Recupero del Sito

Nella valutazione del costo dell'energia prodotta da una centrale nucleare si deve tener conto delle spese che dovranno essere sostenute per lo smantellamento dell'impianto e per il recupero del sito.

A tale fine viene inserita nel costo di produzione del kWh una quota che, attualizzata al momento dello smantellamento, renda disponibile la somma necessaria per lo svolgimento delle operazioni suddette.

Fasi del ciclo	Flussi per anno (1) (t)	Tempo di inizio (mesi)	Costo nominale comb. arr. (10^3Lit/kg)	Costo attualiz. comb. arr. (10^3Lit/kg)	Incidenza su c_{cc} (Lit/kWh)
Approvvigionamento	152 nat	- 24	884 (3)	1012	4.43
Conversione in UF_6	152 nat	- 22	89	101	0.44
Arricchimento (code 0,25%)	151 nat	- 18	1426	1578	6.90
Riconversione in UO_2	23.4 (r=3.22 %)	- 11	30	32	0,14
Fabbricazione	23.3	-9	393	414	1.81
Produzione energia	23.1	0	.	.	.
Trattamento (2)	22.1	104	1814	1009	3.87
Riutilizzo	21.8 U 0,2 Pu	116	- 367	- 191	- 0,73

Tabella 3.1: Ciclo del combustibile all'equilibrio in un PWR da 1000 MWe.

(1) I flussi sono stati calcolati ipotizzando un fattore di carico pari a 0.7 ed un burn-up pari a 33,000. MWg/t. Sono state inoltre ipotizzate perdite di lavorazione pari allo 0.5% per i processi di conversione e di riconversione ed all'1% nei processi di fabbricazione e di trattamento.

(2) Comprende anche il trasporto del combustibile irraggiato e l'immagazzinamento dei rifiuti radioattivi.

(3) E' stato valutato ipotizzando un costo dell'uranio naturale pari a 80. \$/kg ($136x10^3$ Lit/kg).

(4) L'attualizzazione è stata effettuata ipotizzando un tasso di interesse pari al 7%.

3.3 Attualizzazione dei Costi

Il costo di una determinata operazione finanziaria non dipende soltanto dall'esborso monetario, ma anche dal momento in cui lo stesso è stato effettuato. Si ha quindi una chiara differenza fra il valore nominale e quello attuale di una medesima somma di denaro.

Indicando con S_n il valore nominale di una somma pagata o incassata all'istante t, il valore attuale della stessa somma riferita ad un determinato istante di attualizzazione t_a è dato da:

$$S_a = S_n (1 + x_1)^{\Delta t} \qquad \text{per } t < t_a$$

$$S_r = S_n \frac{1}{(1 + x_1)^{\Delta t}} \qquad \text{per } t > t_a$$

dove:

x_1 tasso annuo di interesse;

$\Delta t = |t - t_a|$ tempo (espresso in anni) intercorso fra lo svolgimento dell'operazione e l'istante di attualizzazione.

In sostanza, una somma S_n a disposizione all'istante t vale S_a se considerata Δt anni dopo e S_r se considerata Δt anni prima.

Il valore attuale di una operazione finanziaria composta costituita da n singole operazioni eseguite in anticipo rispetto all'istante di attualizzazione sarà dato allora da:

$$S_a = \sum_{j=1}^{n} S_j \left(1 + x_1\right)^{\Delta t_j}$$

dove:

S_j valore nominale della singola operazione j;

Δt_j tempo in anni intercorso fra la data dell'operazione e l'istante di attualizzazione;

x_1 tasso annuo di interesse;

n numero delle singole operazioni

Analogamente, il valore attuale di una operazione finanziaria composta costituita da n operazioni singole eseguite successivamente all'istante di attualizzazione sarà dato da:

$$S_r = \sum_{j=1}^{n} \frac{S_j}{\left(1 + x_1\right)^{\Delta t_j}}$$

Nel caso particolare in cui fossero costanti sia il valore nominale S delle singole operazioni che l'intervallo di tempo Δt fra le medesime, indicando con A e con B, rispettivamente, il tempo intercorso fra l'ultima singola operazione in anticipo e l'istante di attualizzazione e l'intervallo di tempo intercorso fra la prima singola operazione in ritardo e l'istante di attualizzazione, si avrebbe:

$$S_a = S\left(1 + x_1\right)^{A} \frac{\left(1 + x_1\right)^{n\Delta t}}{\left(1 + x_1\right)^{\Delta t} - 1}$$

$$S_r = S\left(1 + x_1\right)^{-B} \frac{1 - \left(1 + x_1\right)^{-n\Delta t}}{1 - \left(1 + x_1\right)^{-\Delta t}}$$

Nella sostanza, il valore attualizzato rappresenta il valore dell'operazione all'istante di attualizzazione.

Indicando con $S_n = \sum_{j=1}^{n} S_j$ il valore nominale dell'operazione, la differenza S_a - S_n è pari all'importo derivante dagli interessi maturati sulle somme impegnate fino all'istante di attualizzazione. Nel caso particolare in cui le operazioni finanziarie riguardino, ad esempio, la realizzazione di un'opera, l'importo suddetto prende generalmente il nome di “interessi durante la costruzione”, qualora l'istante di attualizzazione coincida con la fine della realizzazione.

3.4 Costo dell'Energia Elettrica Prodotta

3.4.1 Incidenza dei Costi di Impianto

Il costo c_i dell'energia elettrica prodotta (Lit/kWh) per la parte afferente ai costi di impianto, è dato dal costo K_a dell'impianto attualizzata all'inizio dell'esercizio commerciale, moltiplicato per il fattore di annualità x e diviso per la quantità di energia E_p prodotta nell'anno:

$$c_i = \frac{x\ K_a}{E_p} = \frac{x\ K_a}{8{,}760.\ f_c\ We}$$

Facendo riferimento a quanto precedentemente esposto ed ipotizzando che:

a) gli oneri fiscali associati al capitale siano compresi nel costo dell'impianto;

b) le spese di esercizio e di manutenzione comprendano sia i costi fissi che quelli variabili afferenti a tale voce;

c) le spese per oneri assicurativi siano inserite nei costi di esercizio;

il fattore di annualità farà riferimento soltanto alle quote per interessi (x_1) e per l'ammortamento (x_2) e sarà dato da:

$$x = x_1 + x_2 = x_1 + \frac{x_1}{(1 + x_1)^n - 1}$$

avendo indicato con n la durata in anni della vita operativa dell'impianto.

Il fattore di carico f_c (definito come rapporto fra l'energia elettrica effettivamente prodotta nell'anno e quella che sarebbe stata prodotta se l'impianto avesse funzionato per l'intero anno (8,760. ore) alla massima potenza We), mediato sulla vita dell'impianto, può ritenersi ragionevolmente compreso fra 0.7 e 0.8.

La durata operativa n dell'impianto è attualmente prevista in 30 ÷ 40 anni, anche se i progetti di tipo avanzato fanno riferimento a tempi molto maggiori (fino a 60 anni).

Abbastanza complessa è la determinazione del costo attualizzato K_a, dipendendo lo stesso dal costo nominale K_n, dalla durata della costruzione, dal numero e dall'importo delle singole operazioni finanziarie durante la costruzione, dal tempo intercorrente fra le singole operazioni e l'istante di attualizzazione, dal tasso di interesse.

In generale, viene preso come istante di attualizzazione l'inizio dell'esercizio operativo della centrale.

E' necessario a questo punto stabilire le procedure seguite per lo svolgimento della intera operazione finanziaria (numero delle singole operazioni e modalità di svolgimento delle stesse). A tale riguardo si ipotizza in quanto segue che i pagamenti vengano effettuati durante la costruzione con cadenza costante alla fine di ciascun periodo e che abbiano un importo pari alle spese sostenute nel periodo considerato, prevedendo inoltre che l'ultimo pagamento sia fatto all'istante di attualizzazione.

Partendo allora da una ragionevole stima della distribuzione dei costi nominali durante la costruzione e fissando il numero n delle singole operazioni, sarà possibile procedere, nel rispetto delle altre ipotesi prima indicate, alla determinazione del rapporto K_a/K_n in funzione del tempo di costruzione e del tasso di interesse preso a riferimento per l'attualizzazione.

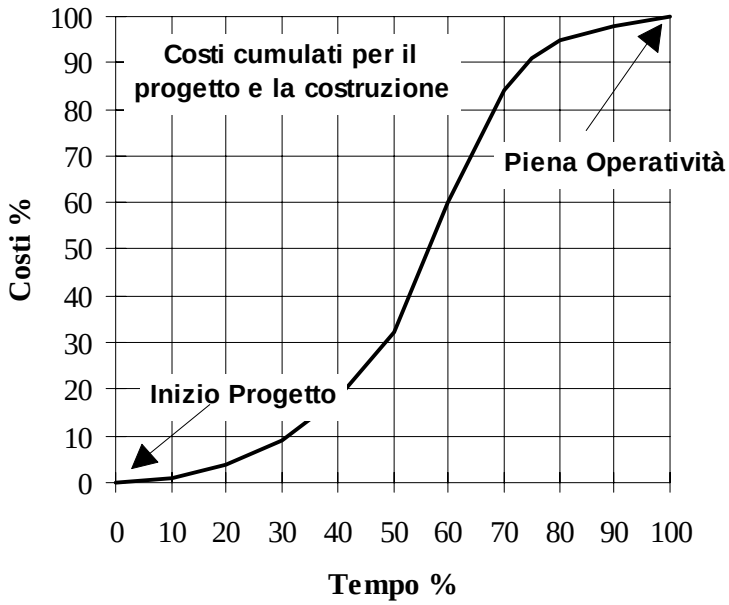


Figura 3.1: Andamento temporale dei costi cumulati relativi al progetto ed alla costruzione.
(M.M.EL-WAKIL "Nuclear Energy Conversion")

Nella Figura 3.1 è riportata una ragionevole distribuzione dei costi durante la costruzione dell'impianto. Come appare dalla figura, i costi nella prima fase sono molto contenuti, riguardando prevalentemente le attività di progettazione, di licensing e di sistemazione del sito. Successivamente i costi aumentano in modo molto marcato per le attività di fabbricazione e di montaggio. Nella parte finale si hanno ancora costi molto ridotti dovuti essenzialmente all'esecuzione delle prove combinate, al caricamento del combustibile ed allo svolgimento delle prove nucleari.

Partendo dai dati riportati nella figura suddetta e prevedendo un numero di operazione finanziarie singole pari a 10, si è proceduto all'attualizzazione dei costi, nel rispetto di quanto precedentemente esposto. I risultati ottenuti sono mostrati nella Figura 3.2. Dall'esame della figura si può osservare che, a parità del costo nominale K_n, il valore attualizzato K_a del costo dell'impianto e quindi il costo c_i ad esso direttamente proporzionale, dipende in modo rilevante sia dal tempo di costruzione T che dal tasso di interesse di attualizzazione x_a. Il rapporto K_a/K_n è espresso, con buona approssimazione, dalla relazione seguente (proporzionale a T, con coefficiente di proporzionalità pari a circa $x_a/2$):

$$\frac{K_a}{K_n} = 1 + \frac{x_a}{2} T$$

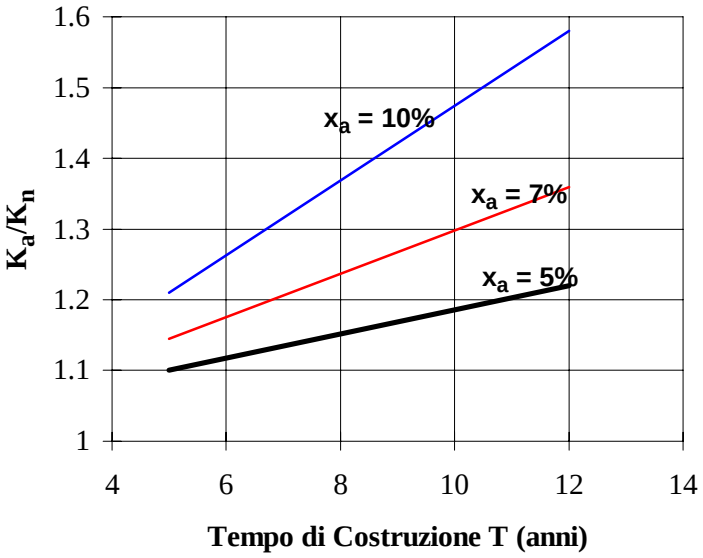


Figura 3.2: Rapporto fra K_a e K_n, in funzione del tempo di costruzione T e del tasso di interesse x_1.

A parte i tassi di interesse, i cui valori sono notoriamente diversi nei vari Paesi e fortemente variabili nel tempo all'interno di uno stesso Paese per motivi che esulano da considerazioni di natura tecnica, è opportuno mettere in evidenza i rilevanti vantaggi economici conseguenti ad una possibile riduzione dei tempi di realizzazione della centrale. Sono pertanto del tutto giustificate le iniziative portate avanti in tutti i Paesi, con il responsabile coinvolgimento delle aziende elettriche, dei costruttori e degli enti di controllo, tendenti a ridurre i tempi necessari per la realizzazione degli impianti, pur nel

rigoroso rispetto delle esigenze poste dalla sicurezza e dalla continuità di esercizio.

Tenendo conto dei risultati dell'analisi precedentemente svolta, si procede, solo a titolo di esempio, alla determinazione del costo c_i per una centrale PWR da 1,000. MWe, assumendo per le diverse grandezze i valori seguenti:

- costo nominale K_n dell'impianto: $3000x10^9$ Lit ($3x10^6$ Lit/kWe)
- tempo di costruzione T: 7 anni
- tasso di interesse di attualizzazione x_a: 7 %
- tasso in interesse in esercizio x_1: 7 %
- durata dell'esercizio n: 30 anni
- fattore medio di carico f_C: 0.7

Facendo riferimento ai dati riportati nella Figura 3.2, si ha:

$$K_a = 1.22\ K_n = 3{,}660.\ X\ 10^9 \text{ Lit}$$

Il fattore di annualità f_a, per i valori assunti per le grandezze interessate è pari a:

$$f_a = x = x_1 + x_2 = \left[x_1 + \frac{x_1}{(1+x_1)^n - 1} \right] = 0.091$$

Il costo annuo di impianto, C_i è pertanto pari a:

$$C_i = f_a\ K_a = 296.5 \times 10^9 \text{ Lit}$$

L'energia elettrica E_p prodotta nell'anno è pari a:

$$E_p = 8{,}760.\ f_c\ We = 6.13 \times 10^9 \text{ kWh}$$

L'incidenza del costo di impianto sul kWh prodotto, c_i, è allora pari a:

$$c_i = C_i/_{Ep} = 48.4 \text{ Lit/kWh}$$

3.4.2 Incidenza del Costo del Ciclo del Combustibile

Come è stato già detto, l'utilizzazione del combustibile in una centrale nucleare comporta una serie abbastanza numerosa di operazioni che determinano esborsi monetari di differente importo da effettuare in tempi diversi, per la maggior parte in precedenza alla utilizzazione del combustibile nel reattore. Dopo la estrazione dal nocciolo, il combustibile esaurito può essere ritrattato con successivo trasporto ed immagazzinamento delle scorie e recupero del materiale fissile. Queste due ultime operazioni chiudono di fatto il ciclo delle attività che erano iniziate con l'approvvigionamento dell'uranio naturale.

Tenendo conto di quanto sopra, appare allora corretto parlare di costo del ciclo del combustibile, piuttosto che di costo del combustibile.

Nella sostanza, l'elemento di combustibile è un componente dell'impianto avente all'inizio della sua utilizzazione nel nocciolo un determinato valore attualizzato a questo istante. Su tale investimento gravano gli oneri finanziari (interessi e ammortamento) durante il periodo di utilizzazione

dell'elemento nel nocciolo e dovrà essere inoltre previsto durante tale periodo l'accantonamento della somma necessaria per far fronte ai costi di trattamento nel momento in cui lo stesso sarà effettuato.

L'incidenza del costo del ciclo del combustibile sarà allora dato dal rapporto fra costi relativi agli oneri finanziari e all'accantonamento per il successivo trattamento e l'energia prodotta nell'elemento stesso durante la permanenza nel nocciolo.

Nella penultima colonna della Tabella 3.1 sono stati riportati i costi attualizzati relativi alle singole operazioni, prevedendo un tasso annuo di interesse pari al 7% e fissando come istante di attualizzazione l'inizio della utilizzazione dell'elemento nel nocciolo del reattore.

Si indichi con C_c il costo attualizzato dell'elemento fresco (dato dalla somma dei costi attualizzati relativi a tutte le fasi precedenti all'istante di attualizzazione).

Se il combustibile raggiunge il burn-up previsto in un numero n_c di anni, il rateo annuale relativo all'impiego del combustibile stesso è pari a:

$$R_c = C_c \left[x_1 + \frac{x_1}{(1+x_1)^{n_c} - 1} \right]$$

che comporterà negli anni n_c di permanenza nel nocciolo un onere finanziario:

$$S_c = n_c \, R_c$$

L'energia elettrica prodotta sarà stata pari a:

$$E_p = 24 \, b \, \eta$$

dove:

b burn-up medio allo scarico, espresso in kWg/kg

η rendimento dell'impianto

Il costo c_c afferente all'impiego del combustibile è pertanto pari a:

$$c_c = \frac{S_c}{E_p}$$

Le operazioni successive all'estrazione del combustibile esaurito dal nocciolo comportano costi attualizzati C_t e C_r per il trattamento e per il riutilizzo del fissile (un costo negativo rappresenta evidentemente un recupero).

L'incidenza c_t e c_r dei costi di trattamento e di riutilizzo è conseguentemente pari a:

$$c_t = \frac{C_t}{E_p} \qquad c_r = \frac{C_r}{E_p}$$

Utilizzando le relazioni sopra esposte e facendo riferimento ai dati riportati nella Tabella 3.1, si procede, ancora a titolo di esempio, alla valutazione del costo del ciclo del combustibile in una centrale nucleare PWR da 1,000. MWe (la stessa per la quale è stata valutata l'incidenza del costo di impianto), assumendo:

x_1 = 7 %

b = 33,000. kWg/kg

n_c = 3 anni

η = 0.33

Dai dati riportati nella tabella suddetta risulta che il costo attualizzato C_c dell'elemento fresco è pari a:

$$C_c = 3.136 \times 10^6 \text{ Lit/kg U}$$

per cui

$$R_c = C_c\left[x_1 + \frac{x_1}{(1+x_1)^{n_c} - 1}\right] = 1.195 \times 10^6 \left(\frac{\text{Lit}}{\text{kg anno}}\right)$$

$$S_c = n_c R_c = 3.585 \times 10^6 (\text{Lit/kg})$$

L'energia prodotta è pari a:

$$E_p = 24\ b\ \eta = 2.61 \times 10^5 \text{ kWh/kg}$$

e quindi:

$$c_c = S_c/E_p = 13.7 \text{ Lit/kWh}$$

I costi di trattamento C_t e di riutilizzo C_r del combustibile sono pari rispettivamente a: (Tabella 3.1)

$$C_t = 1.009 \times 10^6 \text{ Lit/kg} \qquad C_r = -191 \times 10^6 \text{ Lit/kg}$$

L'incidenza di tali costi è pertanto

$$c_t = C_t/E_p = 3.9 \text{ Lit/kWh} \qquad c_r = C_r/E_p = -0.73 \text{ Lit/kWh}$$

Complessivamente, l'incidenza del costo del ciclo del combustibile è allora pari a:

$$c_{cc} = c_c + c_t + c_r = 16.87 \text{Lit/kWh}$$

I risultati ottenuti sono stati riportati nell'ultima colonna della Tabella 3.1.

3.4.3 Incidenza dei Costi di Esercizio e di Manutenzione

Come è stato prima precisato, nell'esempio cui si è fatto riferimento, i costi di esercizio e di manutenzione comprendono: le spese per la retribuzione del personale tecnico e amministrativo in servizio presso la centrale; le spese di manutenzione ordinaria e straordinaria; i costi dei materiali di consumo; le spese per il condizionamento dei materiali radioattivi prodotti durante l'esercizio dell'impianto; gli oneri assicurativi. In questa stessa categoria di spesa si è inteso far rientrare anche il costo di altre attività quali, ad esempio, le pubbliche relazioni, l'addestramento dei nuovi operatori, ecc.

Senza procedere ad un esame dettagliato delle diverse voci di spesa che sarebbe, peraltro, di non facile esecuzione e comunque non necessario per un'analisi di massima cui si è inteso fare riferimento, si può ragionevolmente ritenere che allo stato attuale l'incidenza dei costi di esercizio e di manutenzione c_{em} possa essere ragionevolmente stimata in circa 10 Lit/kWh, il 40% dei quali afferenti ai costi del personale.

3.4.4 Incidenza dei Costi dello Smantellamento della Centrale ed del Recupero del Sito

Le centrali nucleari sono stati i primi e fino a poco tempo fa gli unici impianti industriali per i quali ci si è posti concretamente il problema dello smantellamento dell'impianto e del recupero del sito al termine della vita operativa.

Numerose analisi sono state condotte nei diversi Paesi per pervenire ad una ragionevole valutazione delle spese che dovranno essere sostenute per lo svolgimento di queste operazioni. Le analisi svolte hanno mostrato che:

a) i costi per lo smantellamento e l'impegno di dose per il personale impiegato sono certamente elevati e possono essere ridotti in maniera significativa qualora nel progetto dell'impianto e, soprattutto, nella definizione del lay-out dei diversi sistemi siano state tenute nella dovuta considerazione le problematiche relative allo smantellamento stesso;

b) i costi per il recupero del sito sono fortemente condizionati dal tipo di riutilizzazione del sito stesso, assumendo valori particolarmente elevati qualora ne venga previsto un ripristino integrale, per ridursi nel caso in cui il sito venga utilizzato per l'installazione di un impianto industriale, con ulteriore consistente riduzione se quest'ultimo è una nuova centrale nucleare.

Per quanto non siano ancora disponibili conferme sperimentali significative, si ritiene che il costo C_{sm} per lo smantellamento dell'impianto ed il recupero del sito possa esser compreso fra il 20% ed il 40% del costo attualizzato dell'impianto. Assumendo per la centrale in esame un coefficiente di proporzionalità pari al 30%, il costo C_{sm} risulta pari a:

$$C_{sm} = 0.3\ K_a = 0.3 \times 3600 \times 10^9 = 1{,}100. \times 10^9 \text{ Lit}$$

L'impegno finanziario richiesto può essere garantito inserendo nel costo del kWh una quota c_{sm}che, attualizzata al momento dello smantellamento renda disponibile la somma necessaria a tale fine.

Indicando con n il tempo, in anni, di funzionamento della centrale; con Δt il tempo, in anni, intercorrente fra lo smantellamento e la fine dell'esercizio della stessa; con x_1 il tasso annuo di interesse; con E_p l'energia elettrica prodotta nell'anno si ottiene:

$$C_{sm} = c_{sm} E_p (1 + x_1)^{\Delta t} \left[\frac{(1 + x_1)^n - 1}{x_1} \right]$$

Per la centrale cui è stato fatto riferimento nell'analisi svolta, si ha:

$$C_{sm} = 1{,}100.\ X\ 10^9 \text{ Lit}$$

$$E_p = 6.13 \times 10^9 \text{ kWh/anno}$$

Assumendo:

n = 30 anni

t = 10 anni

x_1 = 0.07

si ottiene:

$$c_{sm} = 0.97 \text{ Lit/kWh}$$

3.4.5 Costo Complessivo dell'Energia Elettrica Prodotta

Il costo complessivo di produzione dell'energia elettrica nella centrale cui è stato fatto riferimento sarebbe pertanto pari a:

$$c_e = c_i + c_{cc} + c_{em} + c_{sm} = 48.36+16.87+10.0+0.97 = 76.2 \text{ Lit/kWh}$$

La ripartizione percentuale del costo totale fra le diverse categorie risulta essere la seguente:

- costo di investimento (costo capitale): 63.5%
- costo del ciclo del combustibile: 22.1%
- costo esercizio e manutenzione: 13.1%
- costo smantellamento e recupero del sito: 1.3%

I risultati dell'analisi svolta, per quanto debbano essere considerati solo a livello indicativo, mettono comunque in evidenza la predominante incidenza del costo di investimento (costo capitale) sul costo di produzione dell'energia elettrica (superiore al 60% nell'esempio considerato).

L'incidenza dei costi relativi al ciclo del combustibile è dell'ordine del 20%. A questo proposito si ritiene importante far presente (Tabella 3.1) che le spese per l'acquisto dell'uranio naturale incidono per appena il 6% sul costo del kWh prodotto. Ciò consente di affermare, da un lato, che il costo complessivo dell'energia è poco influenzato da variazioni, anche rilevanti, del prezzo dell'uranio e, dall'altro, che anche per un Paese, come l'Italia, praticamente privo di riserve di materiali nucleari, gli esborsi all'Estero per l'approvvigionamento del combustibile risultano molto contenuti, con i conseguenti effetti positivi sulla bilancia commerciale.

Considerata la notevole rilevanza del costo capitale, si è ritenuto opportuno estendere l'analisi relativamente a questo aspetto. Come è stato più volte ricordato, il costo capitale è una funzione di un numero elevato di grandezze, le più importanti delle quali sono:

- costo nominale dell'impianto per kWe installato;
- tempo di realizzazione dell'impianto;
- durata della vita operativa dell'impianto;
- fattore di carico;
- tasso di interesse.

Assumendo come dati costanti di riferimento il costo nominale dell'impianto K_n e quello delle diverse fasi del ciclo del combustibile (Tabella 3.1), nonché la distribuzione temporale delle spese sostenute durante la costruzione dell'impianto e la realizzazione dell'elemento di combustibile secondo quanto riportato nei paragrafi precedenti, si è proceduto alla valutazione della variazione dei costi di produzione in funzione delle grandezze sopra indicate, per una centrale PWR da 1,000. MWe.

- Nella Figura 3.3 è riportato il costo c_e dell'energia prodotta (Lit/kWh) in funzione del tasso di interesse e del tempo di realizzazione dell'impianto, a parità del costo nominale ($K_n = 3 \times 10^6$ Lit/kWe); della durata della vita operativa dell'impianto (n = 30 anni); del fattore di carico (f_c = 0,7).
- Nella Figura 3.4 è riportato lo stesso costo c_e rapportato ad un costo di riferimento c_r ottenuto prevedendo un tempo di costruzione di 5 anni ed un tasso annuo di interesse pari al 5%.

- Nella Figura 3.5 è riportato il costo c_e in funzione della durata della vita operativa della centrale e del fattore di carico, a parità del costo nominale (K_n = 3 x 10^6 Lit/kWe): del tasso annuo di interesse (x_1 = 7%); del tempo di realizzazione dell'impianto (T = 7 anni).

In tutti i casi esaminati è stato ipotizzato un valore costante dei costi afferenti al ciclo del combustibile, all'esercizio e manutenzione, allo smantellamento dell'impianto ed al recupero del sito, assumendo per la somma dei costi (c_{cc}+c_{em}+c_{sm}) un valore (28. Lit/kWh) praticamente coincidente con quello ottenuto nell'analisi precedentemente svolta. L'ipotesi suddetta non è rigorosamente corretta, ma si ritiene accettabile in prima approssimazione, anche perché le variazioni dei costi relativi alle categorie di spesa sopraindicate sono, almeno in valore assoluto, relativamente modeste al variare delle grandezze prese in considerazione. I dati riportati nelle figure evidenziano l'importanza delle diverse grandezze sul costo di produzione del kWh.

Senza procedere ad un'analisi dettagliata della rilevanza delle singole grandezze (che può comunque essere facilmente dedotta dall'esame dei dati riportati), si può constatare a livello complessivo che, a parità del costo nominale dell'impianto, il costo dell'energia prodotta c_e può passare da 55. Lit/kWh (per: T = 5 anni; n = 40 anni; x_1 = 0.05; f_c = 0.8) a ben 110. Lit/kWh (per T = 12 anni; n =30 anni; x_1 = 0.10; f_c = 0.7). Considerata la rilevante estensione del campo di variabilità, è evidente che una valutazione anche grossolana del costo di produzione dell'energia è di fatto impossibile, se non vengono chiaramente precisati i valori delle diverse grandezze.

Si ritiene interessante concludere questa breve nota mettendo in evidenza che, contrariamente a quanto viene spesso ritenuto, l'aumento della vita operativa dell'impianto oltre i 30 anni ha effetti molto modesti sul costo di produzione dell'energia. A titolo esemplificativo si può infatti osservare (Figura 3.5) che, per f_c = 0.75, il costo c_e passerebbe approssimativamente da 73. a 70. Lit/kWh per un aumento di n da 30 a 40 anni. La riduzione del costo (pari al 4%) sarebbe indubbiamente significativa, ma nella realtà il beneficio sarà certamente ridimensionato dalla diminuzione del fattore di disponibilità e, quindi, del fattore di carico, e dall'aumento dei costi di manutenzione, inevitabilmente conseguenti all'aumento della vita operativa dell'impianto.

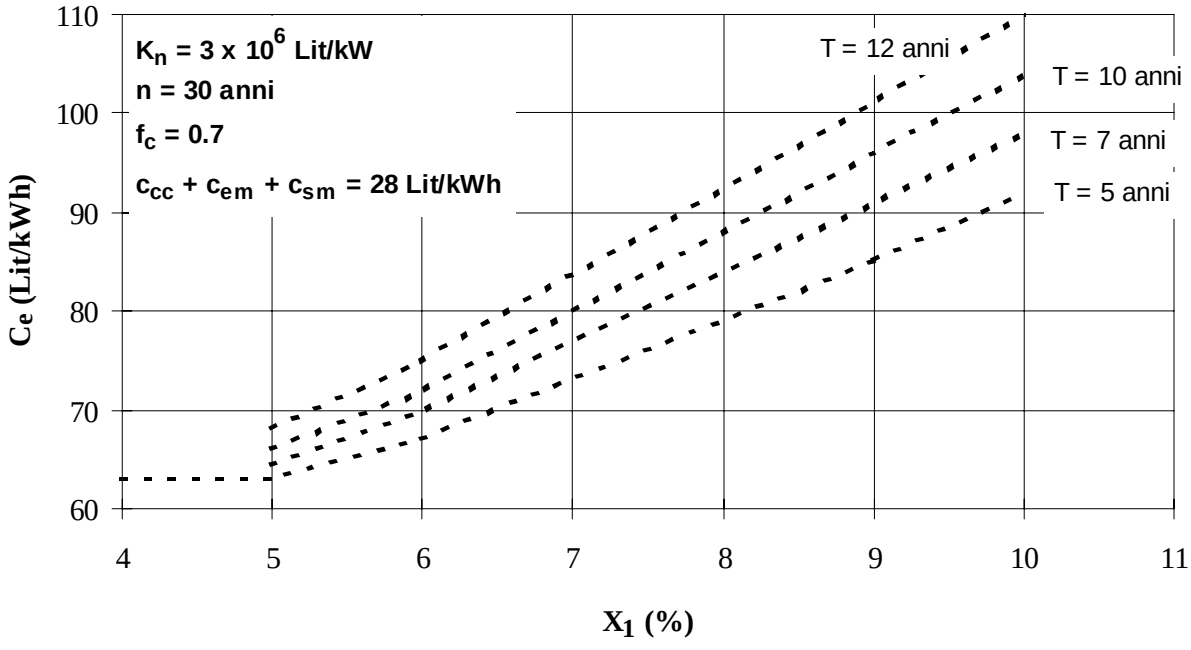


Figura 3.3: Costo di produzione dell'energia in funzione del tasso di interesse e del tempo di costruzione.

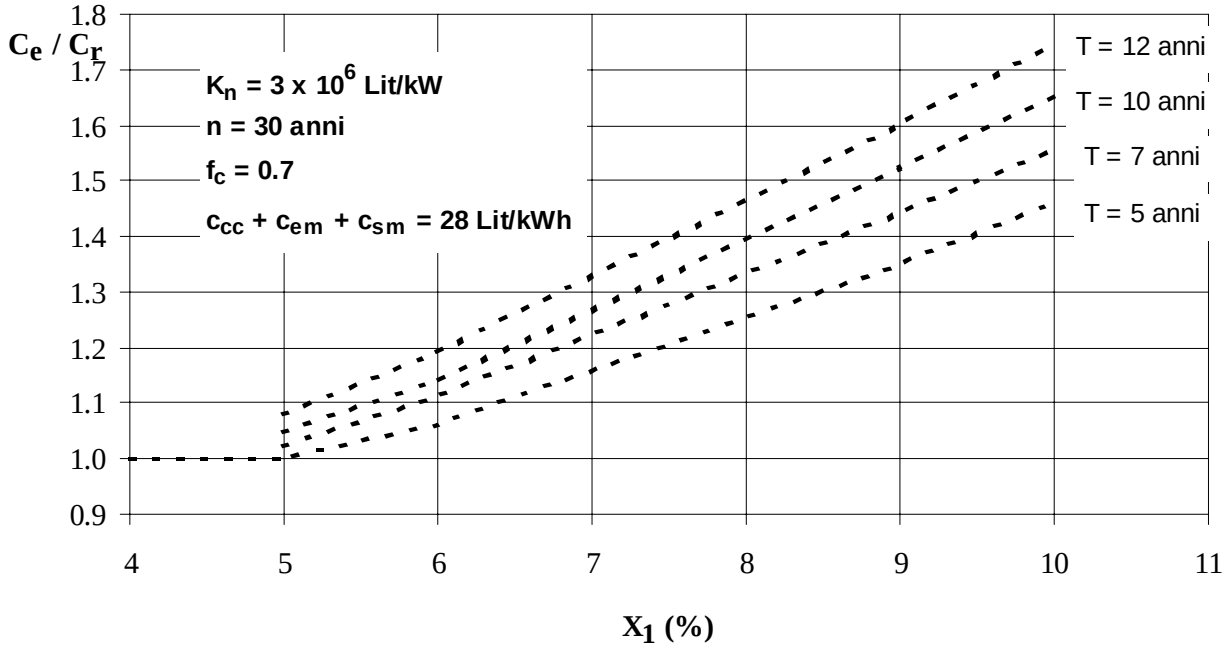


Figura 3.4: Costo di produzione dell'energia rapportato ad un valore di riferimento, in funzione del tasso di interesse e del tempo di costruzione.

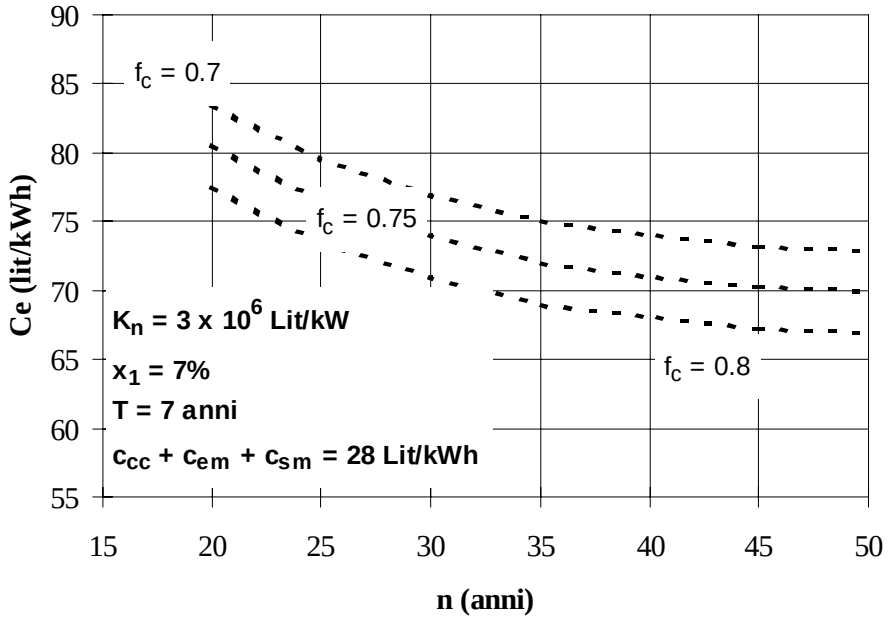


Figura 3.5: Costo di produzione dell'energia in funzione del tasso di interesse e della durata dell'esercizio.

3.5 Appendice: Definizioni di Matematica Finanziaria

Per facilitare la lettura del testo, vengono richiamate nel seguito le definizioni e le relazioni di più frequente impiego nella matematica finanziaria.

1. Valore finale di un capitale impiegato ad interesse composto

Indicando con C_o il capitale iniziale, con n il numero dei periodi e con x_1 il relativo tasso di interesse, il montante (o valore finale) C_n è pari a:

$$C_n = C_o (1 + x_1)^n \qquad (1)$$

Il termine $(1 + x_1)^n$ è normalmente detto "fattore di capitalizzazione composta".

Generalmente il periodo n è espresso in anni ma può essere riferito anche a periodicità diverse (semestri, trimestri, ecc.) purché si assuma per l'interesse il tasso relativo al periodo considerato.

Esempio: Valore finale del capitale di 1 milione di Lit impiegato con periodicità annuale per 10 anni e 6 mesi, con tasso annuo x_1 pari al 10%.

$$C_n = 1 \text{ x } 10^6 (1 + 0.1)^{10.5} = 2.720 \text{ x } 10^6 \text{ Lit}$$

Se lo stesso capitale fosse stato impiegato per lo stesso tempo con periodicità mensile al tasso di interesse di $\frac{1}{12} x_1$, si sarebbe avuto:

$$C_n = 1 \text{ x } 10^6 (1 + 0.0083)^{126} = 2.844 \text{ x } 10^6 \text{ Lit}$$

2. Valore attuale di un capitale esigibile dopo n periodi

Dalla (1) si ottiene:

$$C_o = C_n \frac{1}{(1+x_1)^n} = C_o \nu^n \qquad (2)$$

Il termine $\nu^n = \frac{1}{(1+x_1)^n}$ è detto "fattore di sconto composto".

Esempio: Il valore attuale di un milione di Lit esigibile, con periodicità annuale, in 10 anni e 6 mesi con tasso di interesse del 10% è pari a:

$$C_o = 1 \text{ x } 10^6 \frac{1}{(1+0.1)^{10.5}} = 0.368 \text{ x } 10^6 \text{ Lit}$$

Se la periodicità fosse stata semestrale, si sarebbe avuto:

$$C_o = 1 \text{ x } 10^6 \frac{1}{(1+0.0083)^{126}} = 0.353 \text{ x } 10^6 \text{ Lit}$$

3. Valore finale dell'annualità immediata ad interesse composto

Indicando con n il numero dei periodi e con x_1 il tasso annuo di interesse, il montante o valore finale M dell'annualità immediata di rata R, si calcola nel modo seguente:

- se l'annualità, R_p è posticipata, (il primo termine matura dopo 1 anno e l'ennesimo dopo n anni), si ha:

$$M = R_p s\,\square_{n\ x_1} \tag{3}$$

dove:

$$s\,\square_{n\ x_1} = \frac{(1+x_1)^n - 1}{x_1} \tag{3'}$$

- se l'annualità R_a è anticipata (il primo termine matura subito e l'ennesimo termine matura dopo n-1 anni) si ha invece:

$$M = R_a(1+x_1)\ s\,\square_{n\ x_1} = R_a(1+x_1)\frac{(1+x_1)^n - 1}{x_1} \tag{4}$$

Se il periodo n, invece che in anni, è riferito a periodicità diverse (semestri, trimestri, mensilità, ecc.) possono essere utilizzate le relazioni suddette, purché venga assunto per l'interesse il tasso relativo allo stesso periodo.

Esempio: Il montante di una rendita annua di 20 termini (rate) ognuna delle quali sia pari a 1 milione di Lit, al tasso annuo di interesse del 9%, con annualità posticipata, è pari a:

$$M = 1\ \text{x}\ 10^6 \frac{(1+0.09)^{20} - 1}{0.09} = 51.160\ \text{x}\ 10^6\ \text{Lit}$$

Se l'annualità fosse stata anticipata, si sarebbe avuto:

$$M = (1+0.09)\ 10^6 \frac{(1+0.09)^{20} - 1}{0.09} = 55.764\ \text{x}\ 10^6\ \text{Lit}$$

4. Valore attuale dell'annualità immediata a interesse composto

Il valore attuale (valore del capitale iniziale) A dell'annualità immediata R, si calcola nel modo seguente:

- se l'annualità è posticipata si ha:

$$A = R_p a\,\square_{n\ x_1} \tag{5}$$

dove:

$$a\,\square_{n\ x_1} = \frac{(1+x_1)^n - 1}{(1+x_1)^n x_1} \tag{5'}$$

- se l'annualità è anticipata, si ha invece:

$$A = R_a(1+x_1)\ a\underset{n}{\llcorner\!\lrcorner}_{x_1} \qquad (6)$$

Il periodo n può essere riferito a periodicità diverse dall'anno, purché venga assunto per l'interesse il tasso relativo al periodo considerato.

Esempio: Il valore attuale di una rendita annua di 15 termini, ognuno posticipato, di 2 milioni di Lit, con tasso di interesse del 5%, è pari a:

$$A = 2\ \text{x}\ 10^6\ \frac{(1+0.05)^{15}-1}{(1+0.05)^{15}\text{x}\ 0.05} = 20.759\ \text{x}\ 10^6\ \text{Lit}$$

se l'annualità è anticipata, si ha invece:

$$A = 2\ \text{x}\ 10^6\ \frac{(1+0.05)^{15}-1}{(1+0.05)^{15}\text{x}\ 0.05}\ (1+0.05) = 21.797\ \text{x}\ 10^6\ \text{Lit}$$

Le relazioni sopra scritte consentono di determinare il valore dell'importo R da corrispondere annualmente per la remunerazione e la ricostituzione del capitale iniziale A impegnato in una determinata operazione. Nel caso di un impianto, per esempio, R rappresenta l'onere annuo durante l'esercizio, relativo alle spese sostenute per la realizzazione dell'impianto stesso, attualizzate all'inizio della sua attività produttiva.

Dalle relazioni (5) e (6) si ha:

- nel caso di versamenti posticipati, (caso più frequente):

$$R_p = A\frac{x_1(1+x_1)^n}{(1+x_1)^n-1}$$

- nel caso di versamenti anticipati:

$$R_a = \frac{R_p}{1+x_1}$$

L'espressione $\dfrac{x_1(1+x_1)^n}{(1+x_1)^n-1}$ può essere scritta nel modo seguente:

$$x_1 + \frac{x_1}{(1+x_1)^n-1} = x_1 + x_2$$

I due termini della relazione (9) assumono allora un preciso significato:

x_1 rappresenta, come è ovvio, il tasso annuo di interesse;

x_2 rappresenta invece la quota necessaria per la ricostituzione del capitale. Tale quota viene solitamente indicata come “quota di ammortamento”.

4. VARIAZIONE DELLA REATTIVITÀ

Molte sono le cause che possono determinare variazioni della reattività durante la vita del nocciolo del reattore a prescindere da quelle di tipo programmato (inserimento o estrazione di assorbitori neutronici) o incidentale (espulsione di una barra di controllo, brusche variazioni della densità del moderatore, ecc.).

Le principali cause che hanno come effetto una variazione della reattività sono le seguenti:

- variazione della temperatura del sistema moltiplicante nel suo complesso;
- variazione della temperatura del combustibile;
- variazione della temperatura del moderatore;
- accumulo dei prodotti di fissione;
- variazione delle caratteristiche del materiale fissile.

Alcune delle cause suddette provocano variazioni rapide di reattività, altre variazioni lente.

Alcune tra le principali cause sopra ricordate saranno sommariamente analizzate nel seguito.

4.1 Effetti della Variazione della Temperatura sulle Variazioni della Reattività

La variazione di reattività al variare della temperatura può essere indicata con l'espressione:

$$\frac{d\rho}{dT}$$

che viene comunemente detta "coefficiente di reattività per variazione di temperatura" o, più semplicemente, "coefficiente di temperatura".

La determinazione di detto coefficiente è certamente un problema complesso. In questa sede si tenterà di pervenire ad un ragionevole approccio dello stesso, mettendone in luce essenzialmente gli aspetti fisici, piuttosto che addentrarsi in trattazioni analitiche che sono peraltro oggetto di altre discipline.

Le variazione della temperatura del nocciolo del reattore provocano variazioni di reattività, essenzialmente, per i seguenti motivi:

1) variazione dell'energia dei neutroni termici, con conseguente variazione delle caratteristiche nucleari dei materiali costituenti il nocciolo;
2) variazione della densità dei materiali suddetti;
3) variazione del volume complessivo del nocciolo.

Tenendo conto di quanto sopra, si può ragionevolmente ritenere che il coefficiente di temperatura possa suddiviso in tre parti:

$$\frac{d\rho}{dT} = \frac{\partial\rho_n}{\partial T} + \frac{\partial\rho_d}{\partial T} + \frac{\partial\rho_v}{\partial T}$$

dove i tre termini soprascritti rappresentano le variazioni di reattività connesse, rispettivamente, alle variazioni delle caratteristiche nucleari, della densità e del volume del nocciolo.

Una possibile relazione che lega la reattività ρ ai parametri nucleari e geometrici del nocciolo può essere ricavata dall'esame delle relazioni seguenti:

$$K = \frac{K_\infty}{1 + B^2 M^2}$$

$$\rho = \frac{K-1}{K} = 1 - \frac{1}{K} = 1 - \frac{1 + B^2 M^2}{K_\infty}$$

$$K_\infty = \varepsilon \, \eta \, f \, p$$

Le variazioni di reattività possono essere quindi determinate analizzando le variazioni di B^2, M^2 e K_∞ al variare della temperatura.

Si prenda in considerazione all'inizio un reattore omogeneo per il quale saranno esaminati separatamente i tre effetti sopra ricordati.

4.1.1 Coefficiente di Temperatura Connesso con le Variazioni delle Caratteristiche Nucleari

Il fattore di moltiplicazione per un nocciolo di dimensioni infinite K_∞ può essere espresso come prodotto dei quattro fattori:

$$K_\infty = \varepsilon \, \eta \, f \, p$$

Il fattore di fissione veloce ε è legato soltanto ai neutroni veloci ed è pertanto indipendente dalla temperatura.

Il fattore η è dato dalla seguente relazione:

$$\eta = \nu \frac{\sigma_f}{\sigma_a}$$

Le sezioni microscopiche di fissione σ_f e di assorbimento σ_a variano allo stesso modo al variare della temperatura, seguendo la legge $\frac{1}{v}$, e pertanto il fattore η risulta indipendente dalla temperatura in quanto il numero ν dei neutroni emessi per fissione dipende soltanto dal tipo di combustibile.

Il fattore di utilizzazione termica f è dato dalla relazione seguente:

$$f = \frac{\phi_u \Sigma_u}{\phi_u \Sigma_u + \phi_m \Sigma_m + \sum_i \phi_i \Sigma_i}$$

In un reattore omogeneo il flusso neutronico ha lo stesso valore nelle diverse componenti del nocciolo e, pertanto, se le sezioni di assorbimento di tutti i materiali seguono la legge $\frac{1}{v}$, il fattore di utilizzazione termica per un reattore omogeneo risulta indipendente dalla temperatura.

La probabilità di sfuggita alla risonanza p diminuisce all'aumentare della temperatura. Ciò è dovuto sia all'aumento delle catture per risonanza connesse all'allargamento dei picchi per effetto Doppler, sia all'incremento del numero dei neutroni che vengono a trovarsi ad energie comprese nell'intervallo delle energie di risonanza, per lo slittamento dello spettro conseguente all'aumento della temperatura.

La probabilità di non sfuggita all'esterno P può essere espressa dal termine seguente:

$$P = \frac{1}{1 + B^2 M^2} = \frac{1}{1 + B^2 (L_s^2 + L^2)}$$

Il termine B^2 dipende dalle dimensioni del nocciolo e non è quindi influenzato dalle variazioni delle caratteristiche nucleari delle diverse componenti del nocciolo.

La lunghezza di rallentamento L_s è inversamente proporzionale alla sezione macroscopica di scattering:

$$L_S \equiv \frac{1}{N(\sigma_S)_f}$$

La sezione d'urto σ_s è poco influenzata dalla temperatura e, pertanto, la variazione di L_s può essere, con buona approssimazione, trascurata.

La lunghezza di diffusione L è inversamente proporzionale alla sezione macroscopica di assorbimento:

$$L \equiv \frac{1}{N\sigma_a}$$

La sezione di assorbimento σ_a è fortemente influenzata dalla temperatura e segue, in molti casi, la legge $\frac{1}{v}$. Si può allora affermare che la lunghezza di diffusione aumenta all'aumentare dell'energia dei neutroni termici e, quindi, della temperatura.

Si può pertanto concludere che all'aumentare della temperatura aumenta la probabilità di fuga dei neutroni.

Dall'esame di quanto sopra esposto si può concludere che il coefficiente di temperatura dovuto alle variazioni delle caratteristiche nucleari è negativo:

$$\frac{\partial \rho_n}{\partial T} < 0$$

4.1.2 Coefficiente di Temperatura Connesso alla Variazione di Densità

La variazione di densità determina una variazione del numero di nuclei per unità di volume con conseguente modificazione delle sezioni macroscopiche di scattering e di cattura e, quindi dell'area di migrazione che è inversamente proporzionale al quadrato della densità. Indicando con M^2 e d e con M'^2 e d' l'area di migrazione e la densità, rispettivamente, alle temperature T e T' si può scrivere:

$$\frac{M^2}{M'^2} = \frac{d'^2}{d^2}$$

Si può allora concludere che all'aumentare della temperatura, cui consegue una diminuzione della densità, si ha un aumento dell'area di migrazione con conseguente diminuzione della reattività. Risulta pertanto:

$$\frac{\partial \rho_d}{\partial T} < 0$$

4.1.3 Coefficiente di Reattività Connesso alle Variazioni di Volume

Una variazione della temperatura comporta ovviamente una variazione del volume complessivo del nocciolo e, conseguentemente, del buckling del reattore. Un aumento della temperatura determina un aumento delle dimensioni del nocciolo e quindi una diminuzione della probabilità di fuga con conseguente aumento della reattività. Si può quindi affermare che risulta essere:

$$\frac{\partial \rho_v}{\partial T} > 0$$

In base alle considerazioni sopra riportate si può concludere che:

$\frac{\partial \rho_n}{\partial T}$ è sempre negativo

$\frac{\partial \rho_d}{\partial T}$ è sempre negativo

$\frac{\partial \rho_v}{\partial T}$ è sempre positivo

Il coefficiente totale di temperatura potrebbe pertanto essere positivo o negativo in relazione ai valori assoluti dei termini sopra indicati. In effetti i termini negativi sono prevalenti rispetto a quello positivo e, pertanto, il coefficiente totale di temperatura per i reattori omogenei risulta negativo. Ciò assicura la stabilità intrinseca di questo tipo di reattori (ad una inserzione di reattività, l'aumento di temperatura, conseguente all'aumento di potenza, determina una diminuzione di reattività).

4.1.4 Reattori Eterogenei

Le considerazioni sopra esposte assumono aspetti particolari nel caso dei reattori eterogenei. Si ritiene opportuno fare alcune premesse che possono risultare utili per chiarire tali aspetti particolari.

Si deve in primo luogo notare che il flusso neutronico termico ha valori minori nel combustibile e maggiori nel moderatore (il combustibile è un pozzo per i neutroni termici mentre il moderatore è una sorgente). Questa constatazione porta a concludere che, anche nel caso in cui le sezioni di assorbimento seguano la legge $\frac{1}{v}$ e la temperatura del combustibile sia uguale a quella del refrigerante, il coefficiente di utilizzazione termica f varia al variare della temperatura poiché la variazione degli assorbimenti ad essa connessi è chiaramente influenzata dalla distribuzione del flusso neutronico. Tale variazione sarà pertanto più marcata nel moderatore invece che nel combustibile, con la ovvia conseguenza che il valore di f aumenterà, anche se in misura modesta, all'aumentare della temperatura.

Un'altra considerazione della massima importanza è la seguente: la temperatura media del combustibile è diversa da quella del moderatore e, peraltro, la differenza fra le due temperature suddette varia al variare della potenza del reattore. Per valori molto piccoli della potenza la temperatura del combustibile è sostanzialmente uguale a quella del moderatore; a potenze elevate, invece, la differenza tra le due diventa significativa. Il reattore è normalmente gestito in modo tale che la variazione della potenza comporta piccole modificazioni della temperatura media del moderatore ed, al contrario, sensibili variazioni alla temperatura del combustibile. Le variazioni di reattività che si verificano durante la salita in potenza, dopo il preriscaldamento ed il successivo

avviamento del reattore, sono, pertanto dovute, quasi esclusivamente, all'aumento della temperatura del combustibile.

Un'inserzione di reattività determina un pressoché immediato aumento del numero delle fissioni e quindi, della quantità di calore prodotto per unità di volume del combustibile. Successivamente, il maggiore calore prodotto sarà trasferito al refrigerante ed al moderatore, determinando un aumento della loro temperatura. Appare allora evidente che il transitorio sarà influenzato, in primo luogo, dal coefficiente di temperatura del combustibile e, solo successivamente, da quello del moderatore e del refrigerante.

Diverso è invece il caso in cui si induca una variazione della temperatura del moderatore; in questo caso, infatti, si avrebbe una variazione immediata di reattività determinata dal coefficiente di temperatura del moderatore. Tale coefficiente potrà essere determinato in base alle seguenti considerazioni. La variazione della temperatura del moderatore ne provoca una variazione della densità con conseguente modificazione delle seguenti grandezze:

- probabilità di sfuggita alla risonanza (p);
- fattore di utilizzazione termica (f);
- probabilità di non sfuggita dal nocciolo (P);
- fattore di fissione veloce (ε).

Il numero η dei neutroni emessi per neutrone assorbito dipende sostanzialmente dal tipo di combustibile e non è quindi influenzato dalla variazione della temperatura del moderatore.

Saranno esaminati, separatamente, gli effetti conseguenti alle modificazioni sopra indicate.

4.1.4.1 Variazione della Probabilità di Sfuggita alla Risonanza

Una variazione della temperatura del moderatore ne determina una variazione della densità e, quindi, della moderazione e, conseguentemente di p.

E' immediato constatare che ad uguale variazione di temperatura e, quindi, di densità per un dato moderatore, la variazione di p sarà tanto più significativa quanto minore è il rapporto tra il numero di atomi del moderatore e quello del combustibile per unità di volume. Ciò equivale a dire che in un reattore eterogeneo, a parità di combustibile e di moderatore impiegato, la variazione del fattore p al variare della densità del moderatore è tanto più significativa quanto minore è il passo del reticolo, (Figura 4.1)

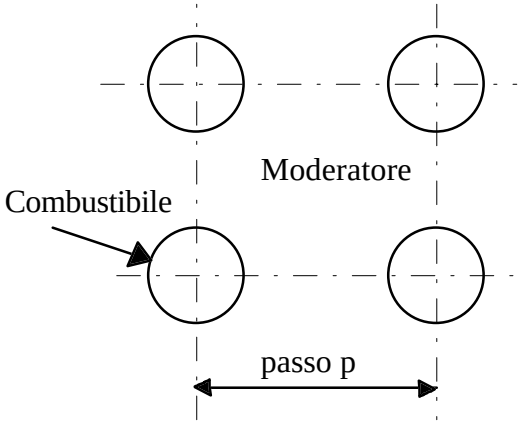


Figura 4.1: Definizione di passo del reticolo.

Infatti, se il passo del reticolo è sufficientemente elevato, la probabilità che un neutrone di fissione emesso dal combustibile contenuto in una barretta raggiunga il combustibile contenuto nelle barrette

vicine, con energia sufficientemente elevata da essere assorbito per risonanza dai nuclei dell'U_{238}, è molto bassa e tale probabilità non può essere sostanzialmente modificata per variazioni ragionevolmente estese della densità del moderatore stesso. In sostanza, se il passo del reticolo è sufficientemente grande i neutroni vengono termalizzati abbastanza prima di raggiungere la barra vicina e conseguentemente una ragionevole variazione della densità del moderatore non modifica sostanzialmente il grado di moderazione dei neutroni e quindi ha poca influenza sulla variazione di p.

Invece, nel caso in cui il passo del reticolo sia relativamente piccolo, una variazione della densità del moderatore può modificare sensibilmente il grado di moderazione con variazioni che potrebbero risultare anche significative della probabilità di sfuggita alla risonanza.

L'andamento di p in funzione del rapporto Γ tra i numeri di atomi di moderatore N_m e di combustibile N_f per unità di volume, è riportato qualitativamente nella Figura 4.2. Si ricorda in proposito che si hanno curve diverse, anche se caratterizzate dallo stesso andamento, a seconda del tipo di moderatore considerato, in relazione al differente valore del prodotto $\xi\Sigma_s$ (potenza di rallentamento) caratteristico di ciascun moderatore.

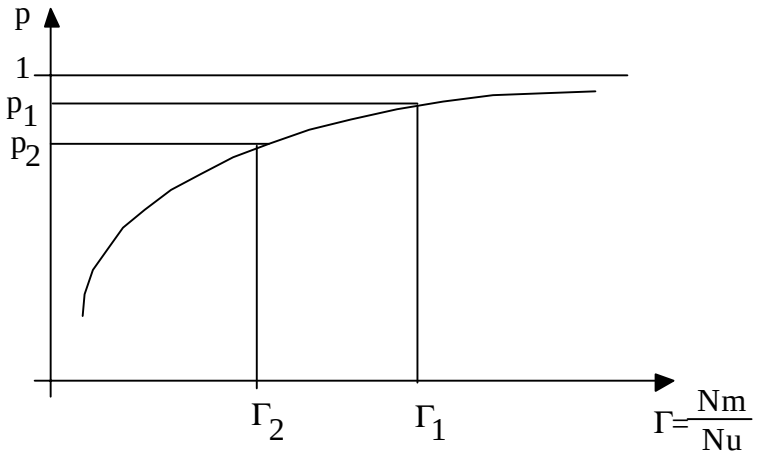


Figura 4.2: Andamento di p in funzione di Γ.

Un aumento della temperatura del moderatore determina una diminuzione del rapporto Γ e quindi uno spostamento verso sinistra, cui consegue una diminuzione di p. Dall'esame del grafico si vede peraltro che a pari variazione di Γ, la variazione di p è tanto maggiore quanto minore è il valore iniziale di Γ stesso, in accordo con quanto detto precedentemente.

Variazione del coefficiente di utilizzazione termica f.

La variazione della densità, conseguente alla variazione della temperatura, determina una variazione della cattura dei neutroni da parte del moderatore e quindi una variazione di f.

In un reattore eterogeneo il termine f può essere espresso nel modo seguente:

$$f = \frac{\phi_f \sigma_f N_f}{\phi_f \sigma_f N_f + \phi_m \sigma_m N_m} = \frac{1}{1 + \frac{\sigma_m}{\sigma_f}\frac{\phi_m}{\phi_f}\frac{N_m}{N_f}}$$

L'andamento qualitativo di f in funzione del rapporto $\Gamma = \frac{N_m}{N_f}$ è riportato nella Figura 4.3.

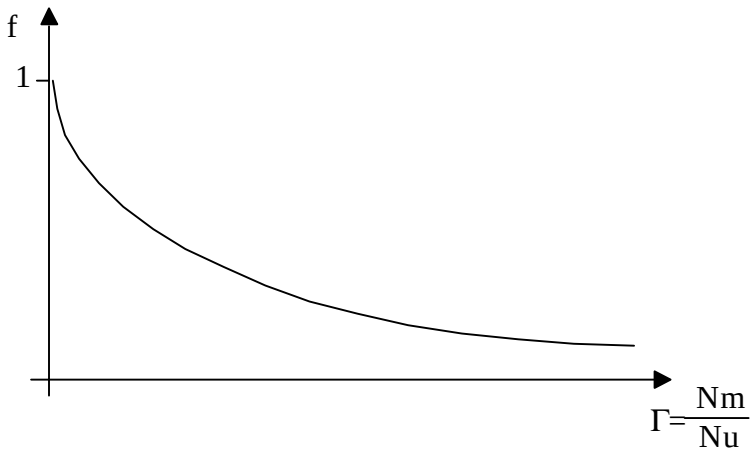


Figura 4.3: Andamento di f in funzione di Γ.

Come appare dall'esame grafico e delle relazioni sopra riportate, un aumento della temperatura del moderatore, con conseguente diminuzione della densità e quindi del rapporto Γ, determina un aumento del fattore f. Ciò è fisicamente del tutto giustificabile considerando che una diminuzione della densità comporta una diminuzione della cattura dei neutroni da parte del moderatore.

4.1.4.2 Variazione del Fattore di Fissione Veloce

La variazione della densità del moderatore, conseguente alla variazione della temperatura, ha influenza sulla probabilità che un neutrone veloce di fissione, emesso dal combustibile presente in una barretta, raggiunga il combustibile delle barrette circostanti con energia sufficiente per determinare fissione in campo veloce. Ne deriva da ciò una variazione di ε. L'aumento della temperatura del moderatore determina pertanto un aumento del fattore di fissione veloce ε. Si deve però osservare che la grande maggioranza delle fissioni in campo veloce nel combustibile di una barretta sono prodotte da neutroni emessi dalla fissione del combustibile presente all'interno della stessa barretta e soltanto una modesta frazione di tali fissioni sono determinate da neutroni di fissione prodotti nelle barrette circostanti. Ne consegue allora che la variazione della temperatura del moderatore, avendo influenza soltanto su quest'ultima frazione, determina variazioni di ε molto modeste.

4.1.4.3 Variazione della Probabilità di Non Sfuggita dal Nocciolo

La variazione della temperatura del moderatore determina una variazione dell'area di migrazione e, quindi, della probabilità di fuga. Tale effetto è, ovviamente, significativo per i reattori di piccole dimensioni (buckling elevato) e relativamente modesto per quelli di grandi dimensioni, quali ad es. i reattori di potenza. Comunque, la variazione di P è sempre di segno opposto a quello della variazione della temperatura del moderatore.

4.1.5 Considerazioni Conclusive sugli Effetti sulla Reattività delle Variazioni della Temperatura del Moderatore

Tenendo conto delle considerazioni suddette si può concludere che:

$$\frac{\partial p}{\partial T_m} < 0$$

$$\frac{\partial f}{\partial T_m} > 0$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial T_m} > 0 \qquad \text{(molto piccolo)}$$

$$\frac{\partial P}{\partial T_m} < 0 \qquad \text{(modesto in valore assoluto per i reattori termici di potenza)}$$

$$\frac{\partial \eta}{\partial T_m} = 0$$

Dall'esame di quanto sopra esposto risulta che il coefficiente di temperatura del moderatore $\frac{\partial \rho}{\partial T_m}$ è determinato, essenzialmente, dalla variazione di p e di f. Poiché i termini $\frac{\partial p}{\partial T_m}$ e $\frac{\partial f}{\partial T_m}$ hanno segni opposti, $\frac{\partial \rho}{\partial T_m}$ può essere positivo o negativo in relazione ai valori assoluti dei termini suddetti.

Tenendo conto di quanto è stato detto, è possibile tracciare un grafico nel quale sia riportato il valore del prodotto (f p) in funzione del rapporto $\Gamma = \frac{N_m}{N_f}$. Nell'ipotesi che gli altri termini che compaiono nell'espressione del fattore di moltiplicazione effettivo non siano influenzati dalla temperatura, le ordinate della curva rappresentano, in scala opportuna, il fattore di moltiplicazione effettivo (Figura 4.4). Si ricorda che le curve sono diverse in relazione ai differenti moderatori. I valori di Γ per i quali si ha il valore massimo di K sono tanto più elevati quanto maggiore è il valore del rapporto di moderazione $\xi \frac{\Sigma_s}{\Sigma a}$.

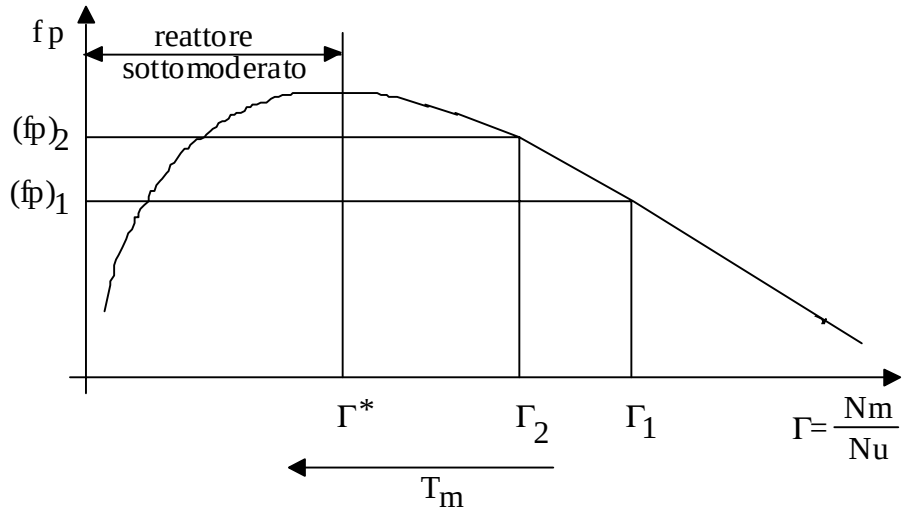


Figura 4.4: Andamento del fattore di moltiplicazione effettivo in funzione di Γ.

Per un dato moderatore, la variazione della sua temperatura media, determina una variazione di Γ avente segno opposto. Siano T_1 e Γ_1 i valori iniziali della temperatura del moderatore e, conseguentemente, del rapporto Γ.

Se la temperatura del moderatore aumenta, passando dal valore T_1 al valore $T_2 > T_1$, il rapporto Γ passerà dal valore Γ_1 al valore $\Gamma_2 < \Gamma_1$ e, conseguentemente, il prodotto fp dal valore $(fp)_1$ al valore $(fp)_2$. Se il valore iniziale Γ_1 è maggiore di Γ^*, un aumento della temperatura del moderatore determinerà un aumento del prodotto (fp) e quindi del fattore di moltiplicazione. Se invece Γ_1 è

minore di Γ*, ad un aumento della temperatura del moderatore conseguirà una diminuzione della reattività.

Per consentire la regolazione automatica del reattore cioè, al fine di rendere possibile un adeguamento automatico della potenza del reattore al carico richiesto dalla rete, è necessario che i valori delle caratteristiche del reticolo siano definiti in modo tale da risultare, nell'intervallo di variazione della temperatura media del moderatore, Γ < Γ* (Reattore Sottomoderato).

La sottomoderazione contribuisce inoltre alla stabilità intrinseca del reattore. A tale riguardo si ritiene opportuno fare alcune brevi considerazioni.

Un reattore si dice intrinsecamente stabile quando, ad una causa esterna che modifichi la reattività del nocciolo, il sistema tende intrinsecamente (senza interventi esterni) ad annullare gli effetti indotti dalla causa perturbatrice. Un reattore è pertanto intrinsecamente stabile qualora, ad esempio, ad una inserzione di reattività che porti il fattore di moltiplicazione ad un valore maggiore di uno, il reattore risponda senza interventi esterni, portandosi in una nuova condizione di equilibrio (K = 1) che si raggiunge con una potenza che, nel caso considerato, è certamente maggiore di quella iniziale.

E' evidente che un'inserzione di reattività comporterebbe un rapido aumento della potenza termica nel combustibile con conseguente rapido aumento della sua temperatura; solo successivamente la maggiore quantità di calore prodotta sarà ceduta al moderatore determinando l'aumento della temperatura di quest'ultimo.

Da quanto sopra se ne deduce che il transitorio conseguente all'inserzione di reattività sarà determinato, in un primo tempo, dal coefficiente di temperatura del combustibile e, solo successivamente, da quello del moderatore.

Il coefficiente di temperatura del combustibile, a causa dell'effetto Doppler, è generalmente negativo, fatta eccezione per i reattori ad alto rapporto di conversione per i quali può accadere che durante l'esercizio del nocciolo il contributo delle fissioni dei nuclei di plutonio, con particolare riguardo al Pu^{239}, diventi rilevante. In questo caso, l'allargamento del picco di risonanza del Pu^{239} (E = 0,3 eV) potrebbe determinare un aumento della reattività maggiore della diminuzione connessa all'aumento delle catture da parte dell'U^{238} e conseguentemente, il coefficiente di temperatura del combustibile potrebbe risultare positivo. Nella maggior parte dei casi, però, l'aumento della temperatura del combustibile, conseguente ad una inserzione di reattività positiva da parte di una causa perturbatrice, determina un'inserzione di reattività negativa che tende a ridurre gli effetti innescati dalla causa perturbatrice stessa. Senza l'intervento di altre controreazioni intrinseche o esterne, la potenza del reattore continuerà ad aumentare fino a quando la reattività negativa connessa con l'aumento della temperatura del combustibile sarà pari, in valore assoluto, alla reattività positiva inizialmente introdotta. Se anche il coefficiente di temperatura del moderatore è negativo, l'aumento della temperatura di quest'ultimo provoca una ulteriore inserzione di reattività negativa che, per quanto si manifesti più tardi, riduce il valore della potenza necessario per il raggiungimento della nuova condizione di equilibrio.

E' evidente che l'importanza del contributo del coefficiente di temperatura del moderatore dipende dall'entità della reattività inizialmente inserita e soprattutto dalla sua velocità di inserimento. Se l'aumento della potenza fosse estremamente rapido, il conseguente aumento della temperatura del moderatore si potrebbe concretamente manifestare dopo la fine del transitorio. Questa condizione si verifica, in effetti, nei cosiddetti "incidenti di reattività".

Si può quindi concludere che per la maggior parte delle attuali filiere di reattori, la stabilità intrinseca è determinata essenzialmente dal segno del coefficiente di temperatura del combustibile e che un coefficiente negativo di temperatura del moderatore può contribuire allo stesso fine, anche se in maniera non determinante. Un coefficiente negativo di temperatura del moderatore può avere peraltro particolare importanza per la regolazione dell'impianto e costituire una controreazione

fondamentale per i reattori caratterizzati da un coefficiente di temperatura del combustibile molto piccolo in valore assoluto o, addirittura, positivo.

Per i motivi sopra brevemente accennati i noccioli sono progettati in modo che da avere $\Gamma < \Gamma^*$ (noccioli sottomoderati) nella quasi totalità delle diverse condizioni possibili di esercizio e conseguentemente sono caratterizzati da valori negativi del coefficiente di temperatura del moderatore.

4.2 Altri Coefficienti di Reattività

Nei reattori ad acqua bollente, le caratteristiche di moderazione sono particolarmente influenzate dalla frazione di vuoto e dalla pressione. E' allora di fondamentale interesse la valutazione delle variazioni della reattività $\frac{\partial \rho}{\partial \alpha}$ (coefficiente di vuoto) e $\frac{\partial \rho}{\partial p}$ (coefficiente di pressione), connesse alle variazioni delle due grandezze fisiche sopra ricordate.

4.2.1 Coefficiente di Vuoto

Si definisce coefficiente di reattività per variazione del grado di vuoto o, più semplicemente, coefficiente di vuoto, la variazione della reattività al variare del grado di vuoto:

$$(1) \qquad \rho_\alpha = \frac{\partial \rho}{\partial \alpha}$$

Poiché K è molto prossimo all'unità, si può scrivere con buona approssimazione:

$$(2) \qquad \rho_\alpha = \frac{1}{K}\frac{dK}{d\alpha}$$

dove:

$$K = \varepsilon\, \eta\, f\, p\, P$$

$$\rho = \frac{K-1}{K}$$

Differenziando la relazione suddetta rispetto ad α si ha:

$$(3) \qquad \frac{1}{K}\frac{dK}{d\alpha} = \frac{1}{\varepsilon}\frac{d\varepsilon}{d\alpha} + \frac{1}{\eta}\frac{d\eta}{d\alpha} + \frac{1}{f}\frac{df}{d\alpha} + \frac{1}{p}\frac{dp}{d\alpha} + \frac{1}{P}\frac{dP}{d\alpha}$$

Per un dato tipo di combustibile si può ritenere, con buona approssimazione, η indipendente da α e si può quindi scrivere:

$$(4) \qquad \frac{1}{K}\frac{dK}{d\alpha} = \frac{1}{\varepsilon}\frac{d\varepsilon}{d\alpha} + \frac{1}{f}\frac{df}{d\alpha} + \frac{1}{p}\frac{dp}{d\alpha} + \frac{1}{P}\frac{dP}{d\alpha}$$

Si ritiene opportuno a questo punto esporre alcune brevi considerazioni:

a) Se il combustibile impiegato ha un elevato grado di arricchimento, nella relazione (4) possono essere trascurati i termini: $\frac{d\varepsilon}{d\alpha}$ e $\frac{dp}{d\alpha}$. Nel caso suddetto, infatti, il contributo delle fissioni in campo veloce è certamente modesto rispetto alle fissioni in campo termico, essendo piccolo il numero dei nuclei di U^{238} per unità di volume di combustibile; d'altra parte, come è stato già ricordato, il contributo alle fissioni veloci nel combustibile di una barretta è dato in modo

decisamente, anche se non esclusivo, dai neutroni di fissione prodotti all'interno della stessa barretta, il cui comportamento non è certo influenzato dalla frazione di vuoto. La variazione del grado di vuoto determina invece una corrispondente variazione della lunghezza di rallentamento e, quindi, della distribuzione energetica dei neutroni incidenti sulla barretta e provenienti dalle barrette circostanti. Questi neutroni hanno però probabilità molto bassa di raggiungere le barrette vicine con energia sufficientemente alta da dare un apprezzabile contributo alle fissioni in campo veloce.

Si può quindi concludere che il termine $\frac{d\varepsilon}{d\alpha}$ è certamente positivo, ma molto piccolo e trascurabile rispetto agli altri.

Il termine $\frac{dp}{d\alpha}$ è anch'esso trascurabile in quanto la probabilità di cattura per risonanza è molto bassa se il combustibile è fortemente arricchito, essendo piccola la concentrazione degli atomi di U^{238}.

b) Se il nocciolo del reattore ha grandi dimensioni (come nelle attuali centrali elettronucleari), la probabilità di sfuggita dei neutroni dal sistema moltiplicante è relativamente bassa e, quindi, in questo caso anche il termine $\frac{dP}{d\alpha}$ può ritenersi trascurabile. Comunque, qualora se ne volesse tener conto, tale termine risulta certamente negativo in quanto, all'aumentare di α, si avrebbe un aumento sia dell'età τ che della lunghezza di diffusione L e, conseguentemente, della probabilità di fuga (1-P) che, con l'approssimazione a due gruppi, è data dalla seguente espressione (valida per piccoli valori del buckling):

$$P = \frac{e^{-B^2\tau}}{1+L^2B^2} \approx \frac{1}{1+B^2\left(L^2+\tau\right)} = \frac{1}{1+B^2M^2}$$

dove:

B^2 Buckling geometrico del nocciolo

τ Età di Fermi

M^2 Area di migrazione

Premesso quanto sopra, si procederà all'analisi dei diversi termini che compaiono nella relazione (3).

Determinazione di $\frac{1}{f}\frac{df}{d\alpha}$

Si ricorda che:

$$(6) \qquad f = \frac{\left(\Sigma_a\right)_f}{\left(\Sigma_a\right)_f + \left(\Sigma_a\right)_m + \left(\Sigma_a\right)_c + \ldots} = \frac{\left(\Sigma_a\right)_f}{\left(\Sigma_a\right)_t}$$

Poiché la variazione di α influenza in maniera prevalente la sezione macroscopica di assorbimento del moderatore, si può scrivere con buona approssimazione:

$$(7) \qquad \frac{df}{d\alpha} \cong -\frac{\left(\Sigma_a\right)_f}{\left(\Sigma_a\right)_t^2}\frac{d\left(\Sigma_a\right)_m}{d\alpha}$$

Ricordando la (6), si ha:

$$\frac{1}{f}\frac{df}{d\alpha} = -\frac{1}{(\Sigma_a)_t}\frac{d(\Sigma_a)_m}{d\alpha} \qquad (8)$$

Introducendo il "fattore di utilizzazione termica dell'acqua" f_m, definito come rapporto fra i neutroni assorbiti del moderatore e quelli globalmente assorbiti:

$$f_m = \frac{(\Sigma_a)_m}{(\Sigma_a)_t}$$

si ottiene:

$$\frac{1}{f}\frac{df}{d\alpha} = -f_m\frac{1}{(\Sigma_a)_m}\frac{d(\Sigma_a)_m}{d\alpha}$$

ricordando che:

$$(\Sigma_a)_m = \frac{\rho N_a}{P.M.}\sigma_a \equiv \rho \text{ (densità dell'acqua)}$$

dove:

N_a numero di Avogadro;

P.M. peso molecolare

si ha infine:

$$\frac{1}{f}\frac{df}{d\alpha} = -f_m\frac{1}{\rho}\frac{d\rho}{d\alpha} \qquad (9)$$

La densità delle miscele bifasi è data dalla seguente relazione:

$$\rho = (1-\alpha)\rho_f + \alpha\rho_g$$

dove:

ρ_f densità della fase liquida;

ρ_g densità della fase vapore.

Alla pressione di esercizio dei BWR (circa 70. kg/cm^2), la densità della fase vapore è molto più piccola di quella della fase liquida (circa un ventesimo); in tali condizioni si può scrivere con buona approssimazione:

$$\frac{d\rho}{d\alpha} = (1-\alpha)\frac{d\rho_f}{d\alpha} - \rho_f = -\rho_f \quad \text{(essendo } \rho_f \text{ indipendente da } \alpha)$$

si ottiene allora:

$$\frac{1}{\rho}\frac{d\rho}{d\alpha} = \frac{1}{\rho_f(1-\alpha)}(-\rho_f) = -\frac{1}{1-\alpha} \qquad (10)$$

e, quindi:

$$\frac{1}{f}\frac{df}{d\alpha} = -f_m \frac{-1}{1-\alpha} = f_m \frac{1}{1-\alpha} \qquad (11)$$

Determinazione di $\frac{1}{p}\frac{dp}{d\alpha}$

Per modeste variazioni della densità del moderatore ρ, la probabilità di sfuggita alla risonanza p può essere espressa dalla seguente relazione:

$$p = e^{-A/\rho}$$

dove A è una costante che dipende dalle dimensioni trasversali della barretta e dalle caratteristiche geometriche del reticolo.

Differenziando la relazione suddetta si ha:

$$\frac{dp}{d\alpha} = e^{-\frac{A}{\rho}}\left(\frac{A}{\rho^2}\right)\frac{d\rho}{d\alpha} = \frac{Ap}{\rho^2}\frac{d\rho}{d\alpha} \qquad (12)$$

ma:

$$\frac{A}{\rho} = -\ln p$$

quindi:

$$\frac{dp}{d\alpha} = -\frac{1}{\rho} p\ 1np\ \frac{d\rho}{d\alpha}; \qquad \frac{1}{p}\frac{dp}{d\alpha} = -\frac{1}{\rho}\ 1np\ \frac{d\rho}{d\alpha}$$

ma:

$$\frac{1}{\rho}\frac{d\rho}{d\alpha} = -\frac{1}{1-\alpha}$$

e quindi:

$$\frac{1}{p}\frac{dp}{d\alpha} = \frac{1}{1-\alpha}\ln p \qquad (13)$$

Determinazione di $\frac{1}{\varepsilon}\frac{d\varepsilon}{d\alpha}$

L'espressione di $\frac{d\varepsilon}{d\alpha}$ è molto complessa. Senza entrare nei dettagli, basterà qui ricordare che tale termine è sempre positivo: ha normalmente un valore molto piccolo, che tende ad aumentare all'aumentare del rapporto tra il volume del combustibile e quello del moderatore e al diminuire delle dimensioni trasversali della barretta del combustibile.

Determinazione di $\frac{1}{P}\frac{dP}{d\alpha}$

$$P = \frac{1}{1 + B^2M^2}$$

$$\frac{dP}{d\alpha} = -\frac{B^2M^2}{\left(1+B^2M^2\right)^2}\left(\frac{1}{M^2}\frac{dM^2}{d\alpha}+\frac{1}{B^2}\frac{dB^2}{d\alpha}\right)$$

$$\frac{1}{P}\frac{dP}{d\alpha} = -\frac{B^2M^2}{1+B^2M^2}\left(\frac{1}{M^2}\frac{dM^2}{d\alpha}+\frac{1}{B^2}\frac{dB^2}{d\alpha}\right) \qquad (14)$$

Si potrebbe ulteriormente sviluppare l'espressione sopra scritta esplicitando M^2 in funzione di ρ. Si ricorda che M^2 è proporzionale a ρ^{-n} (con $n < 2$), dove il coefficiente n dipende dalla composizione del nocciolo. Non si ritiene comunque necessario in questa sede procedere formalmente allo sviluppo sopra indicato.

In conclusione, tenendo conto di quanto è stato precedentemente esposto, si può scrivere:

$$\frac{1}{K}\frac{dK}{d\alpha} = \frac{1}{\varepsilon}\frac{d\varepsilon}{d\alpha} + f_m\frac{1}{1-\alpha} + \frac{1}{1-\alpha}1np - \frac{B^2M^2}{1+B^2M^2}\left(\frac{1}{M^2}\frac{dM^2}{d\alpha}+\frac{1}{B^2}\frac{dB^2}{d\alpha}\right) \qquad (15)$$

Dall'esame della relazione (15) sopra riportata si può osservare quanto segue:

- il termine $\frac{1}{\varepsilon}\frac{d\varepsilon}{d\alpha}$ è sempre positivo: trascurabile se il combustibile impiegato è fortemente arricchito e piccolo se il combustibile è leggermente arricchito;
- il termine $f_m\frac{1}{1-\alpha}$ è sempre positivo;
- il termine $\frac{1}{1-\alpha}1np$ è sempre negativo (essendo $p < 1$);
- il termine $\frac{B^2M^2}{1+B^2M^2}\left(\frac{1}{M^2}\frac{dM^2}{d\alpha}+\frac{1}{B^2}\frac{dB^2}{d\alpha}\right)$ è sempre positivo e diminuisce all'aumentare delle dimensioni del reattore.

Saranno nel seguito esaminati separatamente i due casi relativi, rispettivamente, all'impiego di combustibile fortemente arricchito (reattori BORAX) e di combustibile leggermente arricchito (centrali BWR).

A) <u>Reattori con combustibile fortemente arricchito</u>.

In questo caso possono essere trascurati i termini:

$$\frac{1}{\varepsilon}\frac{d\varepsilon}{d\alpha} \quad \text{e} \quad \frac{1}{1-\alpha}1np$$

Si ha allora:

$$\frac{1}{K}\frac{dK}{d\alpha} \cong f_m\frac{1}{1-\alpha} - \frac{B^2M^2}{1+B^2M^2}\left(\frac{1}{M^2}\frac{dM^2}{d\alpha}+\frac{1}{B^2}\frac{dB^2}{d\alpha}\right) \qquad (16)$$

Poiché i due termini al secondo membro hanno segno opposto, il coefficiente di vuoto può essere positivo o negativo.

Per un dato combustibile ed un assegnato valore dei parametri del reticolo, l'elemento determinante è costituito dalle dimensioni del nocciolo. Se il buckling è grande (nocciolo di piccole dimensioni), il

secondo termine prevale sul primo ed il coefficiente di vuoto risulta negativo. In questo caso, infatti, il contributo negativo alla reattività dovuto all'aumento delle fughe è maggiore del contributo positivo conseguente alle minori catture nel moderatore. Se B^2 è piccolo, il coefficiente di vuoto può risultare invece positivo. Esiste pertanto un valore di B^2 che rende nullo il coefficiente di vuoto. In pratica, poiché il combustibile con elevato arricchimento è normalmente impiegato in noccioli di piccole dimensioni, il coefficiente di vuoto risulta sostanzialmente negativo.

B) Reattori con combustibile leggermente arricchito.

In questo caso devono essere considerati tutti i termini della relazione (15).

Nel reattore EBWR (Experimental Boiling Water Reactor) i quattro termini avevano i seguenti valori:

$$\frac{1}{\varepsilon}\frac{d\varepsilon}{d\alpha} = 0.019$$

$$\frac{1}{1-\alpha}1np = -0.169$$

$$f_m \frac{1}{1-\alpha} = 0.122$$

$$\frac{1}{P}\frac{dP}{d\alpha} = -0.080$$

Il coefficiente di vuoto ρ_α risultava peraltro pari a:

$$\rho_\alpha = 0.019 - 0.169 + 0.122 - 0.08 = -0.108$$

Si deve peraltro notare che le dimensioni del nocciolo dell'EBWR erano molto piccole:

$$H = 1.2 \text{ m} \qquad D = 1.2 \text{ m}$$

Le dimensioni degli attuali reattori di potenza ad acqua bollente sono notevolmente maggiori. Ad esempio, il nocciolo del reattore di Browns Ferry ha le dimensioni seguenti:

$$H = 12.\ \text{ft} = 3.6 \text{ m} \qquad D = 16.\ \text{ft} = 4.8 \text{ m}$$

Nelle condizioni suddette, il termine $\frac{1}{P}\frac{dP}{d\alpha}$ può essere trascurato ed ugualmente trascurabile è il termine $\frac{1}{\varepsilon}\frac{d\varepsilon}{d\alpha}$.

Si può allora scrivere con buona approssimazione:

$$\frac{1}{K}\frac{dK}{d\alpha} = \frac{1}{1-\alpha}1np + \frac{1}{1-\alpha}f_m$$

I due termini al secondo membro hanno segno, rispettivamente, negativo e positivo. Pertanto il coefficiente di vuoto potrebbe essere negativo o positivo. L'elemento determinante è in questo caso il rapporto tra il numero dei nuclei di moderatore e quello dei nuclei del combustibile per unità di volume del nocciolo. Se tale rapporto è molto elevato, una variazione del grado di vuoto ha maggiori effetti sulla variazione delle catture da parte del moderatore, piuttosto che sulla variazione delle catture per risonanza da parte del combustibile. Accade ovviamente il contrario se il valore di tale rapporto è modesto. Quanto sopra risulta perfettamente giustificato se si tiene conto che con elevati

valori del rapporto $\frac{N_m}{N_u}$ il fattore f_m è grande, mentre il 1n p è piccolo, essendo p prossimo all'unità; risulta pertanto $f_m > 1n\ p$.

Si può allora concludere che esiste un valore del rapporto $\frac{N_m}{N_u}$ e quindi, in sostanza, un valore definito dei parametri del reticolo, per il quale il coefficiente di vuoto è nullo. Per valori del rapporto $\frac{N_m}{N_u}$ maggiori di questo, il coefficiente di vuoto è positivo e per valori inferiori è negativo.

Sarebbe possibile pertanto stabilire in fase di progetto il segno ed il valore del coefficiente di vuoto, con opportuna scelta dei parametri del reticolo. In effetti si deve operare in modo da avere un coefficiente di vuoto negativo per poter ottenere, sia un pronto adeguamento alle variazioni di carico, sia un rapido smorzamento delle oscillazioni da Xe. E' però opportuno che tale coefficiente abbia valore assoluto relativamente piccolo per evitare pericolose oscillazioni di potenza.

Nei moderni BWR, con contenuto medio dei vuoti pari a circa il 40%, il valore del coefficiente di vuoto è compreso tra:

$$-150 < \rho_\alpha < -100 \text{ pcm / \%vuoti}$$

Nella Figura 4.5 è riportato, per il reattore di Browns Ferry, il coefficiente di vuoto, in funzione della frazione di vuoto e del burn-up del combustibile. Come appare dalla figura, il coefficiente di vuoto aumenta in valore assoluto all'aumentare di α e diminuisce all'aumentare del burn-up.

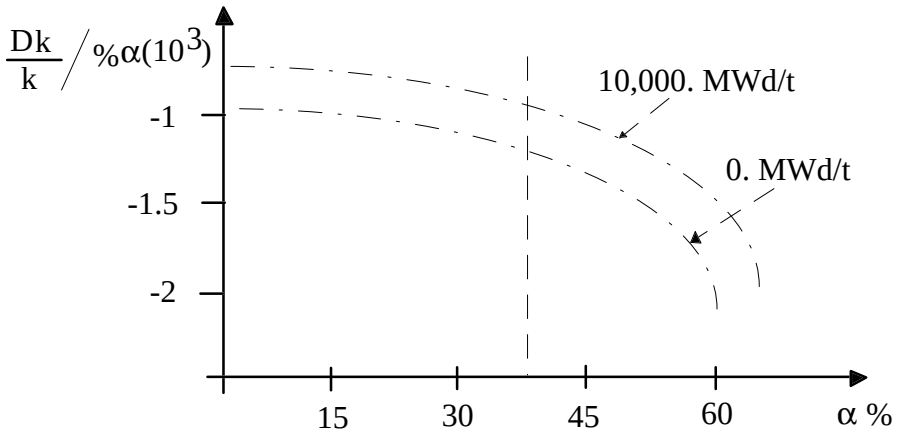


Figura 4.5: Coefficiente di vuoto per il reattore di Browns Ferry.

4.2.2 Coefficiente di Pressione

Si definisce "coefficiente di reattività per variazione di pressione" o, più semplicemente, "coefficiente di pressione" la variazione della reattività al variare della pressione del fluido primario.

$$(17) \qquad \rho_p = \frac{d\rho}{dp} = \frac{dk}{dp}$$

Il coefficiente di pressione può essere determinato nel modo seguente:

$$(18) \qquad \frac{dk}{dp} = \frac{dk}{d\alpha}\frac{d\alpha}{dx}\frac{dx}{dp}$$

I tre termini del secondo membro dell'equazione (18) possono essere così valutati:

a) $\frac{dk}{d\alpha}$: può essere determinato in base a quanto riportato nel paragrafo precedente.

b) $\frac{d\alpha}{dx}$: può essere determinato partendo dalla relazione:

$$\alpha = \frac{x}{\Psi + (1-\Psi)x} \qquad (19)$$

dove:

$$\Psi = S\frac{v_f}{v_g}$$

S rapporto di scorrimento

v_f volume specifico dell'acqua

v_g volume specifico del vapore

Differenziando la (19) si ottiene:

$$\frac{d\alpha}{dx} = \left(\frac{\alpha}{x}\right)^2 \Psi$$

Dalla (19) si ricava inoltre:

$$\frac{x}{\alpha} = \Psi + (1-\Psi)x = \Psi(1-x) + x$$

$$\frac{x}{\alpha} - x = \Psi(1-x); \qquad x\frac{1-\alpha}{\alpha} = \Psi(1-x)$$

$$\frac{1-\alpha}{\alpha} = \Psi\frac{1-x}{x}; \qquad \Psi\frac{\alpha}{x} = \frac{1-\alpha}{1-x}$$

e, quindi:

$$\frac{d\alpha}{dx} = \left(\frac{\alpha}{x}\right)^2 \Psi = \frac{\alpha}{x}\left(\Psi\frac{\alpha}{x}\right) = \frac{\alpha(1-\alpha)}{x(1-x)} \qquad (20)$$

c) $\frac{dx}{dp}$: può essere determinato partendo dalla relazione:

$$h = h_f + x\, h_{fg} \qquad (21)$$

dove:

h entalpia della miscela

h_f entalpia del liquido (acqua)

h_{fg} calore di vaporizzazione

Dalla (21) si ottiene:

$$(22) \qquad x = \frac{h - h_f}{h_{fg}}$$

Derivando la (22) rispetto a p si ricava:

$$(23) \qquad \frac{dx}{dp} = -\frac{1-x}{h_{fg}}\frac{dh_f}{dp} - \frac{x}{h_{fg}}\frac{dh_g}{dp}$$

Le derivate $\frac{dh_f}{dp}$ e $\frac{dh_g}{dp}$ sono funzioni note della pressione del fluido ed i loro valori sono riportati in apposite tabelle o diagrammi (Figura 4.6)

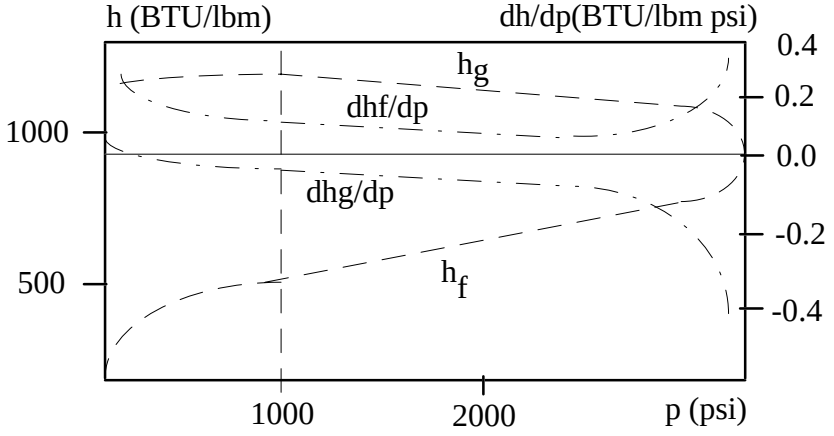


Figura 4.6: Entalpia del vapore d'acqua e del liquido in funzione della pressione.

Dall'esame della Figura 4.6 risulta che:

$\frac{dh_f}{dp}$ è sempre positivo;

$\frac{dh_g}{dp}$ è positivo per pressioni del fluido inferiori a circa 500. psi ed è negativo per pressioni superiori a quest'ultima.

Alla pressione di 1000. psi (70. ata), si ha:

$\frac{dh_f}{dp}$ = 0.152 BTU/1bm psi

$\frac{dh_g}{dp}$ = - 0.040 BTU/1bm psi

h_{fg} = 650. BTU/1bm

Nel caso considerato, ammettendo che il titolo sia pari a 0.15, si avrà:

$$\frac{dx}{dp} = -0.152\frac{0.85}{650} + 0.040\frac{0.15}{650} = -1.9 \text{ x } 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$$

Dall'esame della relazione (23) e della Figura 4.6 si può concludere che $\frac{dx}{dp}$ può essere positivo, negativo o nullo a seconda dei valori del titolo e della pressione. Con i valori di queste due grandezze

caratteristiche degli attuali BWR, (p = 70. ata; x medio = 0.15) $\frac{dx}{dp}$ è negativo ad assumere valori pari a circa -2 x 10^{-4}/psi.

Tenendo conto di quanto è stato sopra esposto, è possibile pervenire alle seguenti conclusioni:

$\frac{dK}{d\alpha}$ è generalmente negativo, in base alle considerazioni riportate nel paragrafo precedente.

$\frac{d\alpha}{dx}$ è sempre positivo.

$\frac{dx}{dp}$ è generalmente negativo.

Pertanto, negli impianti BWR di potenza, il coefficiente di pressione:

$$\rho_p = \frac{d\rho}{dp} \cong \frac{dK}{dp} \quad \text{è positivo}$$

e, con una frazione di vuoto nel moderatore/refrigerante del 10%, è dell'ordine di 3 x 10^{-3}/atm.

L'aumento della pressione del fluido negli impianti suddetti ha quindi come effetto un'inserzione di reattività positiva e quindi un aumento del fattore di moltiplicazione.

Da questa importante conclusione derivano, come sarà visto nel seguito, precise indicazioni sul tipo di regolazione che dovrà essere adottato durante il loro esercizio.

4.2.3 Variazione della Reattività Conseguente all'Accumulo dei Prodotti di Fissione

La maggior parte dei prodotti di fissione hanno sezioni di cattura neutronica abbastanza elevata e, pertanto, la loro produzione ed accumulo nel nocciolo determina un aumento delle catture parassite e, quindi, una diminuzione della reattività. Tali prodotti di fissione, in quanto caratterizzati da elevati valori della sezione di cattura, vengono anche detti "veleni".

Alcuni di questi prodotti, con particolare riferimento allo Xe^{135} ed al Sm^{149}, raggiungono la loro concentrazione di equilibrio poco tempo dopo la messa in marcia del reattore e, quindi, gli effetti sulla reattività dovuti alla loro formazione si manifestano nei primi giorni della vita del nocciolo e si concretizzano in un abbassamento del fattore di moltiplicazione che raggiunge il suo valore di equilibrio dopo qualche giorno dall'avviamento del reattore e si mantiene costante durante la vita. I prodotti di fissione che presentano questa caratteristica vengono normalmente indicati col nome di "veleni saturabili".

Altri prodotti di fissione, detti "veleni non saturabili", si accumulano invece durante la vita e, pertanto, la diminuzione di reattività conseguente andrà aumentando pressoché linearmente nel tempo in relazione all'aumento del burn-up del combustibile.

Nei reattori ad acqua leggera la variazione della reattività connessa all'accumulo dei veleni non saturabili ed al consumo del fissile è pari a circa l'1% per un burn-up di 1000. MWd/t.

La variazione della reattività associata alla produzione dello Xe è pari a circa 3 ÷ 4%; quella associata alla produzione del Sm pari a circa l'1%.

Saranno esaminati con maggiore dettaglio gli effetti dovuti allo Xe^{135} ed al Sm^{149}.

4.2.3.1 Accumulo dello Xe^{135}

La sezione di cattura dello Xe^{135} per neutroni termici è pari a 3. x 10^6 barns. Lo Xe^{135} si produce, sia direttamente durante la fissione, sia per decadimento del Te^{135} secondo la seguente catena:

$$Te^{135} \underset{2\,\text{min}}{\overset{\beta}{\rightarrow}} I^{135} \underset{6.7\text{hr}}{\overset{\beta}{\rightarrow}} Xe^{135}$$

La produzione del Te^{135} è pari a 0.056 nuclei per fissione.

La produzione dello Xe^{135}, durante il processo di fissione è pari a 0.003 nuclei per fissione.

Lo Xe^{135} decade secondo la seguente catena:

$$Xe^{135} \underset{9.2\text{hr}}{\overset{\beta}{\rightarrow}} Cs^{135} \underset{3.\text{x}10^6\,\text{yr}}{\overset{\beta}{\rightarrow}} Ba^{135}(\text{stabile})$$

La concentrazione dello Xe^{135} all'equilibrio potrà essere facilmente determinata imponendo la condizione che il numero di nuclei di Xe^{135} globalmente prodotti sia uguale al numero dei nuclei dello stesso isotopo che decadono o si trasformano per cattura neutronica. Si potrà quindi scrivere:

$$\left(Y_{Te} + Y_{Xe}\right) \phi\, \Sigma_f = N_{Xe} \lambda_{Xe} + N_{Xe}\, \phi\, \sigma_{aXe}$$

dove:

- Y_{Te} resa di fissione del Te^{135} (0.056 nuclei/fissione);
- Y_{Xe} resa di fissione dello Xe^{135} (0.003 nuclei/fissione);
- ϕ flusso neutronico;
- Σ_f sezione macroscopica di fissione;
- N_{Xe} concentrazione dello Xe^{135} all'equilibrio (nuclei/cm^3);
- λ_{Xe} costante di decadimento dello Xe^{135}
- σ_{aXe} sezione di assorbimento dello Xe^{135}.

Dalla relazione suddetta si ottiene:

$$N_{Xe} = \frac{\left(Y_{Te} + Y_{Xe}\right) \phi\ \Sigma_f}{\lambda_{Xe} + \phi\, \sigma_{aXe}}$$

La concentrazione all'equilibrio dei nuclei di Xe^{135} dipende pertanto dal valore del flusso neutronico ed aumenta all'aumentare di quest'ultimo. Il valore limite per $\phi \rightarrow \infty$ è pari a:

$$N_{Xe} = \frac{\left(Y_{Te} + Y_{Xe}\right) \Sigma_f}{\sigma_{aXe}}$$

L'andamento della concentrazione nel tempo rispetto alla concentrazione all'equilibrio, dopo l'avvio del reattore e partendo da una concentrazione iniziale nulla (reattore pulito) è riportata in Figura 4.7.

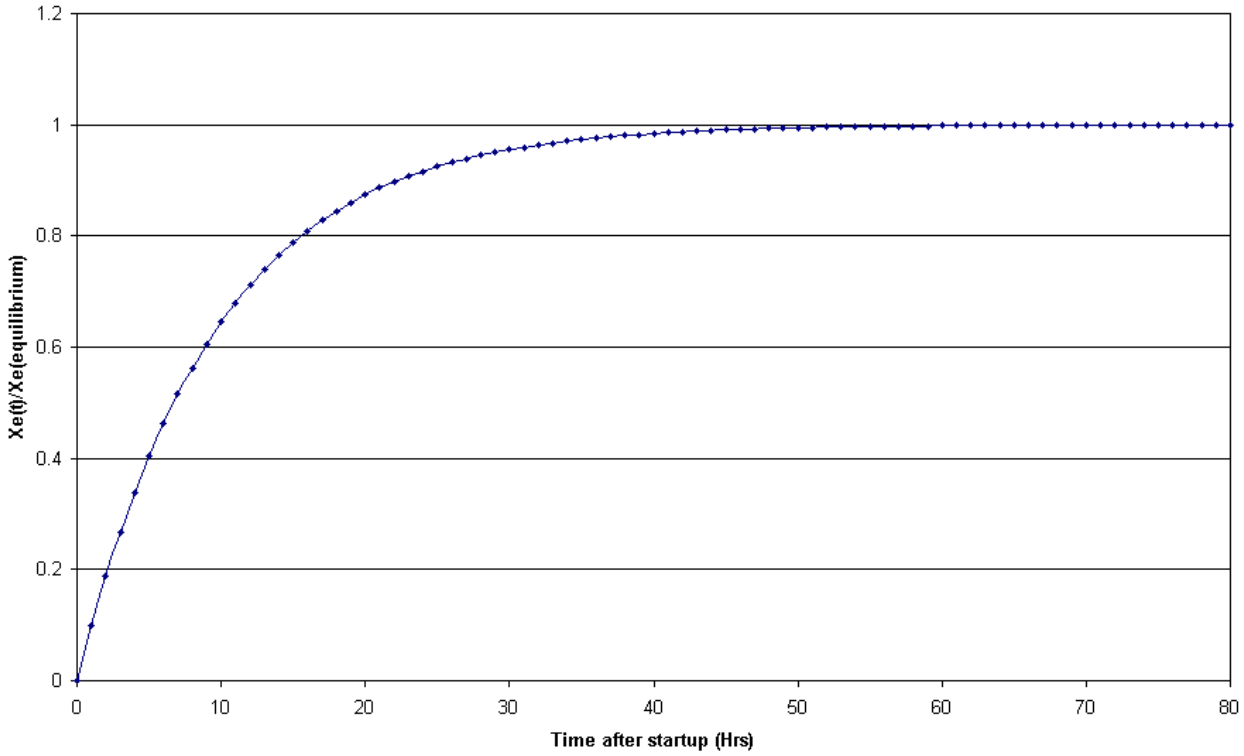


Figura 4.7: Andamento della concentrazione da Xe all'avvio del reattore (reattore pulito).

4.2.3.2 Accumulo del Sm^{149}

La sezione di cattura del Sm^{149} per neutroni termici è pari a 5×10^4 barns. Il Sm^{149} si forma per decadimento del Nd^{149}, secondo la seguente catena:

$$Nd^{149} \underset{1.8hr}{\overset{\beta}{\rightarrow}} Pm^{149} \underset{55.hr}{\overset{\beta}{\rightarrow}} Sm^{149}(\text{stabile})$$

Essendo il Sm^{149} stabile, la sua concentrazione all'equilibrio può essere determinata utilizzando la relazione seguente:

$$Y_{Nd}\ \phi\ \Sigma_f = N_{Sm}\ \phi\ \sigma_{aSm}$$

da cui:

$$N_{Sm} = \frac{Y_{Nd}\ \Sigma_f}{\sigma_{aSm}}$$

dove:

- Y_{Nd} resa di fissione del Nd^{149} (0.014 nuclei/fissione)
- Σ_f sezione macroscopica di fissione
- σ_{aSm} sezione microscopica di assorbimento del Sm^{149}
- N_{Sm} concentrazione del Sm^{149} all'equilibrio (nuclei/cm^3).

Senza entrare nei dettagli, la variazione della reattività conseguente all'accumulo dei veleni suddetti può essere valutato, in prima approssimazione, nel modo seguente:

$$(\Delta\rho)_{Xe} = -f\left(\frac{\sigma_f}{\sigma_a}\right)_u \frac{\left(Y_{Te} + Y_{Xe}\right)\phi\,\sigma_{aXe}}{\lambda_{Xe} + \phi\,\sigma_{aXe}}$$

$$(\Delta\rho)_{Sm} = -f\left(\frac{\sigma_f}{\sigma_a}\right)_u Y_{Nd}$$

dove:

f fattore di utilizzazione termica

σ_f sezione microscopica di fissione del combustibile

σ_a sezione microscopica di assorbimento del combustibile

4.2.3.3 Accumulo dello Xe dopo lo Spegnimento dell'Impianto.

Un importante fenomeno da prendere in considerazione è quello relativo all'aumento della concentrazione dello Xe^{135} nei tempi immediatamente successivi allo spegnimento dell'impianto. Tale fenomeno è facilmente spiegabile in base alle seguenti considerazioni.

In caso di arresto rapido dell'impianto, il flusso neutronico tende rapidamente a zero, con conseguente annullamento della produzione del Te^{135} e di quella dello Xe^{135} proveniente direttamente dalle fissioni. Cessa però anche la trasformazione per cattura neutronica dello Xe^{135} in Xe^{136}.

La concentrazione dello Xe^{135} sarà allora determinata dal decadimento dello I^{135} in Xe^{135} e dal decadimento di quest'ultimo in Cs^{135}.

Poiché la costante di decadimento[11] dello I^{135} è maggiore di quella dello Xe^{135}, a partire dalla condizione di equilibrio che si aveva al momento dello spegnimento, il numero di nuclei di I^{135} che, nell'unità di tempo, decadono in Xe^{135} sarà per un certo tempo maggiore del numero dei nuclei di Xe^{135} che decadono in Cs^{135}. Ciò determina un aumento iniziale della concentrazione di Xe^{135} accompagnato, ovviamente, da una diminuzione della concentrazione dello I^{135}. Quando il prodotto λ_I I diventa uguale al prodotto λ_{Xe} Xe, si avrà invece una nuova condizione istantanea di equilibrio. Successivamente la concentrazione dello Xe^{135} andrà diminuendo e, quando tutto lo I^{135} sarà decaduto, la concentrazione dello Xe^{135} tenderà esponenzialmente a zero, seguendo la propria legge di decadimento.

Nella Figura 4.8 è riportato l'andamento nel tempo della concentrazione dello Xe^{135} per differenti valori del flusso neutronico termico iniziale. Dall'esame della figura suddetta risulta che la concentrazione dello Xe^{135} raggiunge il massimo in tempi dell'ordine della decina di ore con valori che dipendono fortemente dall'entità del flusso neutronico termico iniziale.

La presenza del fenomeno suddetto potrebbe avere conseguenze per l'esercizio dell'impianto. Per il riavviamento dell'impianto dopo uno spegnimento rapido è, ovviamente, necessario inserire una reattività positiva sufficientemente elevata da compensare quella negativa associata alla presenza dei "veleni". Nel caso specifico, nelle prime ore successive allo spegnimento, l'avvelenamento del reattore sarebbe pari a quello che si aveva prima dell'arresto, aumentato dall'incremento della

[11] Si ricorda che la costante di decadimento è uguale al rapporto $\frac{\ln 2}{\theta_{1/2}}$

concentrazione dello Xe^{135}. Potrebbe allora accadere che la reattività a disposizione non fosse sufficiente e, in tal caso, il riavviamento del reattore sarebbe possibile solo dopo che fossero passate un numero di ore sufficienti per ridurre la concentrazione dello Xe^{135} a valori compatibili con la reattività disponibile. In condizioni estreme, a fine ciclo, il reattore è operato con barre di controllo pressoché completamente estratte ed in queste condizioni la ripresa del carico potrebbe avvenire solo dopo che la concentrazione dello Xe^{135} fosse tornata a valori non molto diversi da quelli che si avevano al momento dell'arresto. Nelle condizioni suddette potrebbe essere necessario aspettare tempi dell'ordine di 25 ÷ 30 ore prima di poter riprendere il carico. Un condizionamento del tipo di quello sopra accennato potrebbe avere conseguenze non trascurabili sull'economia di esercizio dell'impianto.

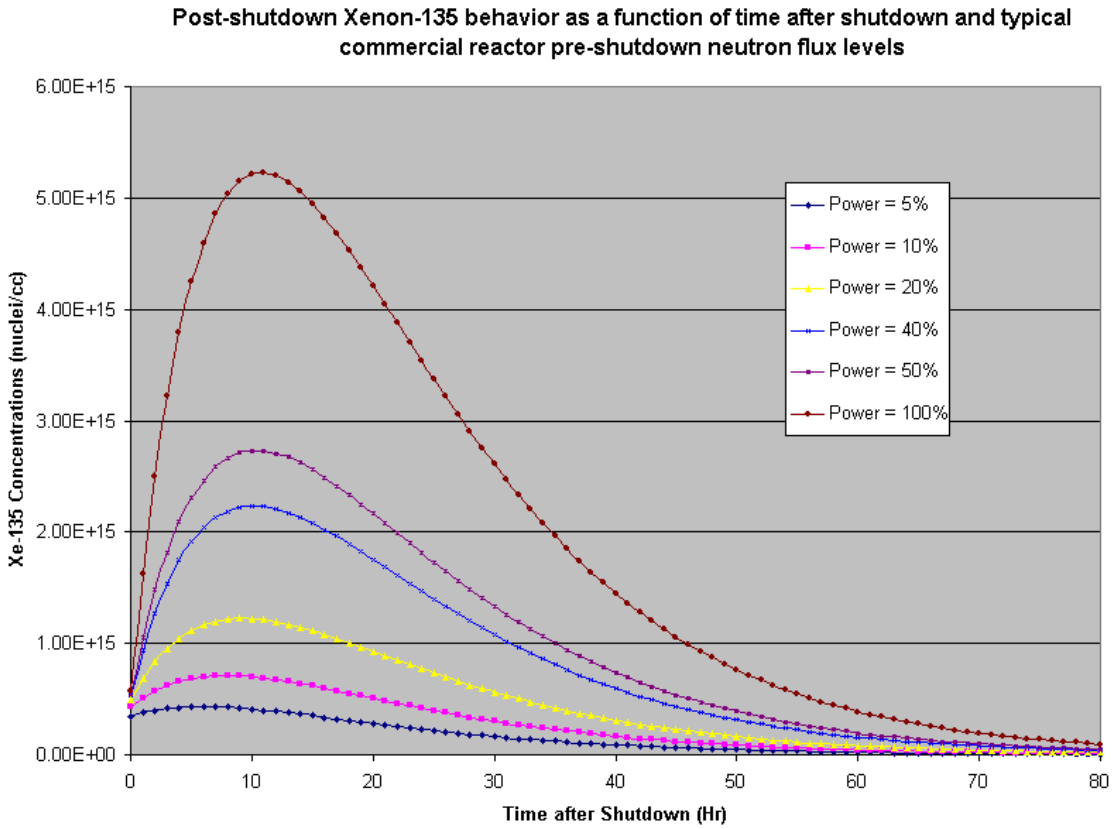


Figura 4.8: Andamento nel tempo della concentrazione di Xe^{135}.

Qualora si desiderasse evitare comunque tale eventualità si dovrebbe imporre che a fine ciclo la reattività ancora disponibile fosse almeno pari a quella associata alla variazione massima della concentrazione dello Xe^{135} durante il transitorio.

Una soluzione di questo tipo sarebbe certamente possibile, ma determinerebbe, da una parte, un aggravamento dei problemi connessi al controllo della reattività all'inizio del ciclo e, dall'altra, un peggiore sfruttamento del combustibile impiegato.

Tenendo conto di quanto sopra, negli impianti di potenza, l'arresto del reattore per il ricambio del combustibile viene effettuato quando la reattività disponibile è prossima a zero, accettando eventuali condizionamenti nei tempi per la ripresa del carico nella fase finale del ciclo.

4.2.4 Variazione della Reattività Connessa alla Variazione del Materiale Fissile nel Nocciolo

La variazione del materiale fissile nel nocciolo è certamente una delle cause di variazione a lungo termine della reattività. Tale variazione potrebbe essere, in linea generale, positiva o negativa ed è determinata dal consumo di materiale fissile, per effetto delle fissioni dello stesso e dalla produzione di nuovo materiale fissile conseguente all'assorbimento di neutroni da parte del materiale fertile. Ad ogni istante θ si potrà scrivere:

$$\frac{dN_f}{d\theta} = \text{(velocità di produzione) - (velocità di consumo)}$$

dove N_f è il numero dei nuclei di materiale fissile per unità di volume presenti all'istante considerato.

Nei reattori nucleari possono essere impiegati come materiali fissili l'U^{235}, l'U^{233}, il Pu^{239} e, come materiali fertili, l'U^{238} e il Th^{232}.

Le possibili reazioni di fertilizzazione sono le seguenti:

Ciclo U-Pu:

$$U^{238} + n = U^{239} + \gamma$$

$$U^{239} \xrightarrow{\beta} Np^{239}$$

$$Np^{239} \xrightarrow{\beta} Pu^{239}$$

oppure:

Ciclo Th-U:

$$Th^{232} + n = Th^{233} + \gamma$$

$$Th^{233} \xrightarrow{\beta} Pa^{233}$$

$$Pa^{233} \xrightarrow{\beta} U^{233}$$

Dall'esame di quanto sopra esposto emerge che con combinazioni differenti di materiali fissile e fertile si possono realizzare le due seguenti condizioni:

a) il fissile prodotto nel processo di fertilizzazione è di tipo diverso da quello consumato;

b) il fissile prodotto è dello stesso tipo di quello consumato.

La condizione a) si verifica, per esempio, nei reattori nei quali viene utilizzato, come materiale fissile U^{235} e, come materiale fertile U^{238}. Con tale soluzione infatti (che è peraltro quella normalmente adottata negli attuali reattori termici), si ha consumo di U^{235} e produzione di Pu^{239}.

La condizione b) si verifica qualora venga impiegato, come materiale fissile Pu^{239} od U^{233} e, come materiale fertile, rispettivamente, U^{238} o Th^{232}.

I reattori appartenenti alla categoria a) prendono generalmente il nome di "reattori convertitori"; quelli appartenenti alla categoria b) e caratterizzati inoltre da una produzione di materiale fissile maggiore di quella consumata per fissione, sono generalmente indicati col nome di "reattori autofertilizzanti".

Nel linguaggio comune si è soliti comunque indicare con il termine "convertitori" i reattori caratterizzati da un valore negativo di $\frac{dN_f}{d\theta}$ e con il termine "autofertilizzanti" o "superconvertitori" i reattori caratterizzati da un valore positivo del rapporto suddetto.

La valutazione degli effetti sulla reattività della variazione della concentrazione, della distribuzione e del tipo di fissile nel nocciolo richiede l'impiego di complesse metodologie di calcolo che sono trattate in altre discipline. Si ritiene tuttavia opportuno esporre alcune considerazioni di carattere generale.

Se $\frac{dN_f}{d\theta}$ è negativo, la quantità di fissile presente nel nocciolo diminuisce durante la vita con conseguente diminuzione della reattività. Se $\frac{dN_f}{d\theta}$ è positivo, si ha un continuo aumento del fissile. Non è però detto che a tale aumento consegua un aumento della reattività in quanto potrebbe accadere, come generalmente accade, che il nuovo materiale fissile si produca in zone del nocciolo diverse da quelle nelle quali si è avuto consumo del fissile originario.

Si richiamano, per comodità, alcune note relazioni:

$$\eta = \nu\frac{\Sigma_f}{\Sigma_a}; \qquad \Sigma_a = \Sigma_f + \Sigma_c$$

ponendo:

$$\alpha = \frac{\Sigma_c}{\Sigma_f}$$

si ottiene:

$$\eta = \nu\frac{\Sigma_f}{\Sigma_f + \Sigma_c} = \nu\frac{1}{1+\alpha}$$

Si definisce "rapporto di conversione" C il rapporto tra il numero dei nuclei di fissile prodotti per cattura neutronica da parte del fertile ed il numero dei nuclei di fissile scomparsi per fissione o per cattura. Tale rapporto è dato da:

$$C = \eta\text{-}1 - L$$

dove:

L numero dei neutroni perduti per sfuggita dal nocciolo o per catture parassite, per ogni neutrone assorbito dal materiale fissile.

La differenza tra il rapporto di conversione e l'unità prende il nome di "breeding gain" G.

$$G = C - 1 = \eta - 2 - L$$

Come risulta dalle relazioni suddette, per avere C >1, è necessario che sia η >2. Ciò risulta evidente quando si pensi che degli η neutroni prodotti per ciascun neutrone assorbito dal materiale fissile, uno è necessario per il mantenimento della reazione a catena e, per ottenere C = 1, un altro neutrone è necessario per la fertilizzazione.

Se C >1, e quindi G >0, la quantità di fissile presente nel nocciolo aumenta durante la vita. In tali condizioni assume particolare importanza il cosiddetto "tempo di raddoppio" o "Doubling time", definito come "il tempo necessario per avere nel nocciolo un numero di nuclei di materiale fissile doppio di quello originario".

Il tempo di raddoppio T può essere determinato nel modo seguente.

La densità dei nuclei di fissile prodotti ΔN_b in un reattore autofertilizzante nel tempo $\Delta\theta$ è dato da:

$$\Delta N_b = \Delta N_f G = \Delta N_f (\eta - 2 - L)$$

dove:

N_f densità dei nuclei di fissile originario consumati per assorbimento neutronico nel tempo $\Delta\theta$

Si ha pertanto:

$$\Delta N_f = N_o (\sigma_a)_f \phi \Delta\theta$$

dove:

N_o numero dei nuclei di fissile presenti al tempo zero nel combustibile del nocciolo

$(\sigma_a)_f$ sezione microscopica di assorbimento del fissile

ϕ flusso neutronico medio

Si ha pertanto:

$$\Delta N_b = N_o \ (\sigma_a)_f \phi \Delta\theta (\eta - 2 - L)$$

Il tempo di raddoppio è, per definizione, il tempo necessario perché risulti $\Delta N_b = N_o$; si ha quindi:

$$T = \frac{1}{(\sigma_a)_f \ \phi (\eta - 2 - L)}$$

4.3 Considerazioni Conclusive

Tenendo conto delle diverse cause che determinano variazioni della reattività durante l'esercizio del nocciolo, si può ragionevolmente prevedere che la variazione del fattore di moltiplicazione K in funzione del burn-up avrà un andamento del tipo di quello riportato nella Figura 4.9.

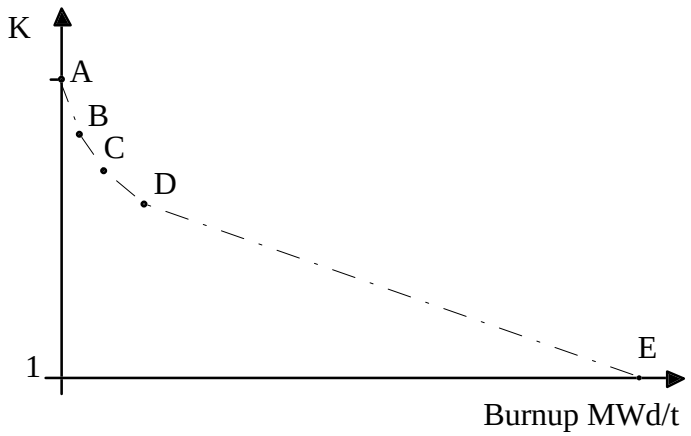


Figura 4.9: Fattore di moltiplicazione in funzione del burn-up.

a) La differenza $(K)_A$ - $(K)_B$ rappresenta la variazione della reattività (circa il 2%) conseguente alla variazione della temperatura del sistema moltiplicante (passaggio da reattore freddo a reattore caldo);

b) la differenza $(K)_B$ - $(K)_C$ rappresenta la variazione della reattività (circa il 2%) conseguente alla variazione della temperatura del combustibile (passaggio da reattore caldo a reattore caldo a potenza);

c) la differenza $(K)_C$ - $(K)_D$ rappresenta la variazione della reattività (circa il 5% di cui il 4% legato allo Xe e 1% Sm) associata all'accumulo dei prodotti di fissione saturabili;

d) la differenza $(K)_D$ - $(K)_E$ rappresenta la variazione della reattività (circa il 1% ogni 1,000 MWd/t) associata all'accumulo dei prodotti di fissione non saturabili ed alla variazione della concentrazione, distribuzione e tipo di fissile.

Si ritiene opportuno ricordare che, mentre le variazioni di reattività indicate ai punti a), b) e c) si manifestano in tempi dell'ordine delle ore o dei giorni dopo la messa in marcia del reattore, le cause indicate al punto d) determinano variazioni lente di reattività che continuano durante l'intera vita del nocciolo.

Questa constatazione è di particolare importanza nella scelta dei sistemi più opportuni da adottarsi per il controllo della reattività; tali sistemi potranno essere infatti diversi in relazione alle differenti velocità di variazione della reattività stessa.

Quando la reattività disponibile è prossima a zero (K prossimo all'unità), si dovrà procedere al ricambio di una parte o, al limite, di tutti gli elementi di combustibile con elementi freschi.

Dall'esame della Figura 4.9 si può osservare che, partendo all'inizio della vita, con un fattore di moltiplicazione disponibile pari a $(K)_A$, sarà necessario sostituire il combustibile quando lo stesso abbia raggiunto un tasso di bruciamento, espresso in MWd/t, corrispondente al punto E dell'ascissa.

In effetti, il valore del burn-up massimo ammissibile per un dato elemento di combustibile è definito dai costruttori dello stesso. Tale valore limite è sostanzialmente imposto dalla necessità di assicurare, con ragionevole affidabilità, durante l'esercizio, la integrità delle guaine delle barrette; integrità che non potrebbe essere ovviamente garantita per tassi di bruciamento superiori a certi valori sostanzialmente legati alla tecnologia di fabbricazione.

Il progettista del nocciolo ha pertanto come dato di ingresso il valore del burn-up massimo (punto E della curva). A partire da tale punto sarà possibile determinare, seguendo la curva stessa, la reattività che deve essere inizialmente disponibile per assicurare il raggiungimento del burn-up previsto. Per i reattori ad uranio arricchito sarà conseguentemente possibile definire il valore dell'arricchimento necessario per ottenere la reattività iniziale richiesta. Nei reattori ad uranio naturale, invero, poiché non è possibile modificare la reattività, variando il contenuto di fissile nel combustibile, il burn-up raggiungibile, imposto dall'esigenza di avere comunque reattività positiva disponibile nel nocciolo, potrebbe risultare inferiore a quello possibile in relazione al mantenimento dell'integrità strutturale dell'elemento.

I valori della reattività all'inizio del ciclo potrebbero risultare, per elevati burn-up, sufficientemente elevati da renderne non facile, per vari motivi, il loro controllo. Si deve però osservare che l'adozione di cicli del combustibile che prevedano di effettuare, di volta in volta, il ricambio parziale degli elementi presenti nel nocciolo (cicli a zone), consente di limitare la reattività all'inizio del ciclo, anche con valori elevati del burn-up, secondo quanto sarà illustrato nel seguito.

Indicando con:

ρ_i reattività totale all'inizio del ciclo;

$(\Delta\rho)_{BT}$ variazione della reattività a breve termine;

$(\Delta\rho)_{LT}$ variazione della reattività a lungo termine.

Si avrebbe, qualora si adottasse un ciclo con ricambio di tutti gli elementi:

$$\rho_i = (\Delta\rho)_{BT} + (\Delta\rho)_{LT}$$

Qualora venga ricambiata ogni volta soltanto una frazione α degli elementi, sarà invece, a pari valore del burn-up:

$$\rho_i = (\Delta\rho)_{BT} + \alpha\,(\Delta\rho)_{LT}$$

Ne consegue che rimanendo, per un dato reattore, costante e, quindi, indipendente dal burn-up, la reattività iniziale necessaria per compensare le variazioni a breve termine, quella associata alle variazioni a lungo termine potrà essere ridotta, variando la frazione di ricarica.

Nei PWR, ad esempio, ammettendo un valore del burn-up pari a 30,000. MWd/t, si può ragionevolmente assumere:

$$(\Delta\rho)_{BT} = 0.1$$

$$(\Delta\rho)_{LT} = 0.3$$

Adottando un ciclo con ricambio totale del combustibile, si avrebbe:

$$\rho_i = (\Delta\rho)_{BT} + (\Delta\rho)_{LT} = 0.1 + 0.3 = 0.4$$

Adottando invece, come viene fatto in realtà, un ciclo a zone, con frazione di ricarica pari a 1/3, la reattività inizialmente necessaria, si riduce a:

$$\rho_i = (\Delta\rho)_{BT} + \alpha\,(\Delta\rho)_{LT} = 0.1 + 0.1 = 0.2$$

Nei BWR, nei quali è adottato un ciclo a zone con frazione di ricarica pari a 1/4, la reattività inizialmente necessaria si riduce ulteriormente a 0.175.

Nei reattori nei quali vengono adottati cicli con ricambio continuo degli elementi (reattori ad acqua pesante e reattori a gas), la reattività complessiva da controllare, indipendentemente dal valore del burn-up, è poco superiore a quella necessaria per compensarne le variazioni a breve termine.

I problemi relativi al controllo della reattività ed alla scelta del ciclo del combustibile saranno comunque analizzati in dettaglio durante l'esame delle diverse filiere.

5. CALCOLO TERMICO DEL NOCCIOLO DEI REATTORI NUCLEARI

Il calore prodotto nell'unità di tempo, per unità di volume del nocciolo, in un reattore nucleare è dato dalla seguente espressione:

$$q = G\ N\ \sigma_f\ \phi_t$$

dove:

G energia prodotta durante la fissione e rilasciata sotto forma di energia termica (circa 160. MeV/fissione).

N nuclei di materiale fissile presenti nell'unità di volume;

σ_f sezione microscopica di fissione;

ϕ_t flusso neutronico termico.

Il calore prodotto per unità di tempo nell'intero volume del nocciolo sarà dato pertanto da:

$$P = \int_V G\ N\ \sigma_f\ \phi_t\ dV$$

Il sistema di refrigerazione del nocciolo deve pertanto essere progettato in modo da assicurare che, nel funzionamento normale dell'impianto, ivi compresi i transitori operazionali, non vengano superate in nessun punto del nocciolo condizioni che si ritengano necessarie per il corretto esercizio dell'impianto stesso.

Le condizioni cui si fa normalmente riferimento sono relative:

- alla temperatura delle guaine;
- alla temperatura del combustibile;
- al flusso termico.

La temperatura massima ammessa per la guaina è quella al di sopra della quale le caratteristiche meccaniche del materiale impiegato per la costruzione della stessa sono tali da non dare più adeguate garanzie sulla capacità della guaina ad assolvere alle funzioni che ad essa sono assegnate.

Questa condizione, che risultava particolarmente limitante per i reattori a "magnox", (per il magnox la temperatura massima ammessa è pari a 450. °C) è praticamente di nessun rilievo per i reattori termici ad acqua leggera e ad acqua pesante, per i quali, il rispetto delle altre due condizioni porta all'adozione di soluzioni per le quali la temperatura massima raggiunta dall'incamiciatura, durante il normale esercizio, è sensibilmente minore di quella ammissibile per i materiali normalmente impiegati per la costruzione delle guaine stesse (acciai inossidabili e leghe di zirconio).

La temperatura massima ammessa per il combustibile dipende dal tipo di combustibile impiegato.

Per l'uranio metallico il limite è rappresentato dalla temperatura di transizione della fase α alla fase β (1234. °F ≈ 667. °C) e, soprattutto, dalla fase β alla fase Γ (1425. °F ≈ 773. °C); transizione che, determinando un sensibile aumento di volume, potrebbe compromettere l'integrità delle guaine.

Per l'ossido di uranio (UO_2), normalmente impiegato nei reattori termici, il limite superiore è costituito dalla temperatura di fusione (4980. °F ≈ 2620. °C).

In realtà, i limiti ammessi per l'ossido di uranio sono abbastanza inferiori a quelli prima indicati, soprattutto al fine di contenere il rilascio dei prodotti di fissione in esso generati. L'entità di tali rilasci dipende infatti in maniera molto marcata dalla temperatura del combustibile, come indicato schematicamente nella Figura 5.1.

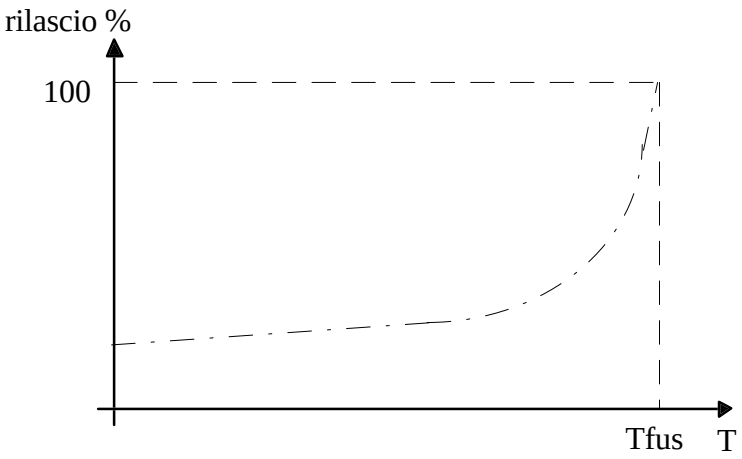


Figura 5.1: Rilasci in funzione della temperatura.

In fase di progetto della barretta del combustibile si ammette che l'entità dei rilasci sia pari a:

0.5%	per T < 3,000. °F
20%	per 3,000. °F < T < 3,450. °F
100%	per T > 3,450. °F

La temperatura massima ammessa per l'UO_2 è generalmente compresa tra 2,000. °C e 2,300. °C.

Il flusso termico massimo deve risultare convenientemente inferiore al flusso termico critico. Quest'ultimo, generalmente indicato con il nome di DNB (Departure from Nucleate Boiling), ed alcune volte con quello, non corretto, di flusso di bruciamento (burn-out), individua, per i reattori ad acqua in pressione, il passaggio dall'ebollizione nucleata a quella a film. La resistenza termica del film di vapore è tale da determinare una brusca diminuzione del coefficiente di scambio termico e, conseguentemente, un repentino innalzamento della temperatura della guaina.

Nel calcolo termico del nocciolo si impone che il flusso termico massimo non sia superiore a 0.5 ÷ 0.7 volte il flusso termico critico.

Una prima valutazione di grossolana approssimazione della potenza estraibile dal nocciolo di un reattore, per un valore assegnato della temperatura della guaina, può essere ottenuta nel modo seguente.

Si consideri un nocciolo avente geometria cilindrica di raggio R e altezza H (Figura 5.2). La distribuzione del flusso neutronico termico può essere espressa nel modo seguente:

$$\phi = \phi_o J_o\left(2{,}405\frac{r}{R}\right)\cos\frac{\pi z}{H}$$

dove:

$$\phi_o = \phi\,(r = 0,\ z = 0)$$

J_o funzione di Bessel di prima specie di ordine 0

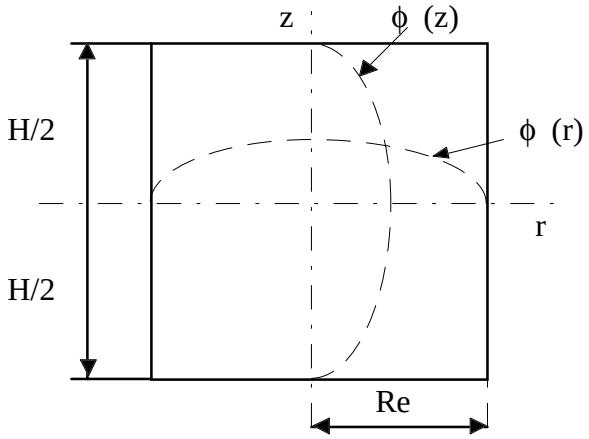


Figura 5.2: Geometria semplificata del nocciolo.

Il flusso neutronico medio nella sezione trasversale del nocciolo (direzione radiale), per z = 0, è dato ovviamente dalla seguente relazione:

$$\bar{\phi}_o = \frac{\int_o^R 2\pi\, r\, \phi_o J_o\left(2{,}405\frac{r}{R}\right) dr}{\pi R^2}$$

La produzione di calore nella barretta "media" sarà pertanto espressa dalla relazione seguente:

$$q = K\bar{\phi}_o \cos\frac{\pi z}{H} \qquad \text{con } K = G\,\Sigma_f$$

Si consideri ora il canale associato alla barretta media sopra considerata; chiameremo tale canale come "canale medio" (Figura 5.3).

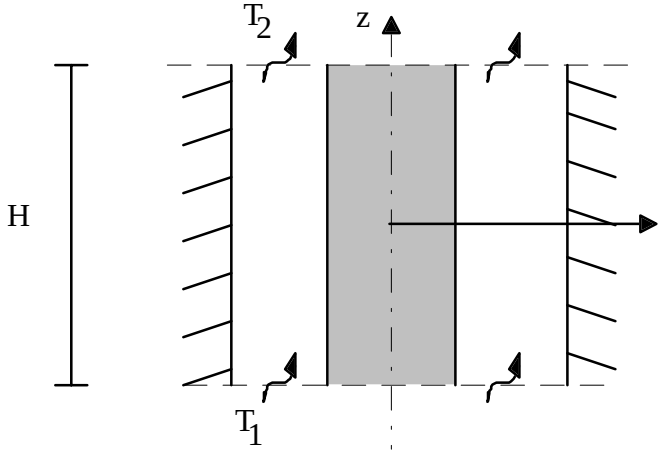


Figura 5.3: Canale medio.

Il calore generato nel tratto dz della barretta è dato da:

$$dq = K\bar{\phi}_o \cos\frac{\pi z}{H} dz$$

Il calore prodotto nella barretta e ceduto, in condizioni di regime, al fluido refrigerante che percorre il canale, sarà dato da:

$$Q = \int_{-H/2}^{H/2} dq = \int_{-H/2}^{H/2} K\,\bar{\phi}_o \cos\frac{\pi z}{H} dz = \frac{2}{\pi} H\,K\bar{\phi}_o$$

da cui:

$$K\bar{\phi}_o = \frac{Q\pi}{2H}$$

e quindi:

$$dq = \frac{Q\pi}{2H}\cos\frac{\pi z}{H} dz$$

Indicando con:

w portata di massa del fluido refrigerante nel canale;

c calore specifico medio del fluido;

T temperatura del refrigerante nella sezione di ordinata z;

T_1 temperatura del refrigerante nella sezione di ingresso;

T_2 temperatura del refrigerante nella sezione di uscita;

si può scrivere, in condizioni di regime:

$$wc\,(T - T_1) = \int_{-H/2}^{z} dq = \int_{-H/2}^{z} \frac{Q\pi}{2H}\cos\frac{\pi z}{H} dz$$

da cui:

$$T - T_1 = \frac{Q}{2cw}\left(1 + \text{sen}\frac{\pi z}{H}\right)$$

Indicando con:

h coefficiente di scambio termico per convezione;

S perimetro della sezione trasversale della barretta;

θ temperatura della guaina all'ordinata z;

si può scrivere, in condizione di regime:

$$dq = h\,S\,(\theta - T)dz$$

e quindi:

$$\frac{Q\pi}{2H}\cos\frac{\pi z}{H} dz = hS(\theta - T)dz$$

da cui:

$$\Delta\theta = (\theta - T) = \frac{Q\pi}{2hHS}\cos\frac{\pi z}{H}$$

Si ha quindi:

$$(\theta - T_1) = (\theta - T) + (T - T_1) = \frac{Q\pi}{2hHS}\cos\frac{\pi z}{H} + \frac{Q}{2cw}\left(1 + \text{sen}\frac{\pi z}{H}\right)$$

Il valore massimo della differenza (θ - T_1) si avrà in corrispondenza della ordinata z per la quale si annulla la derivata dell'espressione sopra scritta. Eseguendo i calcoli relativi, si ottiene:

$$\frac{d}{dz}(\theta - T_1) = 0 \quad \text{per} \quad \text{tg}\frac{\pi z}{H} = \frac{hSH}{\pi cw}$$

Ponendo:

$$\Delta T = T_2 - T_1 = \frac{Q}{cw}$$

$$\Delta\theta_m = \frac{Q}{hSH}$$

si ha:

$$\frac{d}{dz}(\theta - T_1) = 0 \quad \text{per} \quad \text{tg}\frac{\pi z}{H} = \frac{\Delta T}{\pi\Delta\theta_m}$$

Sostituendo tale valore espressione (1) e, ricordando che:

$$\text{sen}\,\alpha = \frac{\text{tg}\alpha}{\sqrt{1 + \text{tg}^2\alpha}} \qquad \cos\alpha = \frac{1}{\sqrt{1 + \text{tg}^2\alpha}}$$

si ottiene con semplici passaggi:

$$(\theta - T_1)_{max} = \frac{\Delta T}{2} + \frac{1}{2}\sqrt{\pi^2\Delta\theta_m^2 + \Delta T^2}$$

Se il canale considerato è il canale medio, si può scrivere:

$$\Delta T = \frac{P_t}{cW}$$

$$\Delta\theta_m = \frac{P_t}{hS_t}$$

dove:

P_t potenza termica del nocciolo;

W portata totale di massa del refrigerante

S_t superficie totale di scambio termico, pari alla superficie globale delle barrette di combustibile presenti nel nocciolo.

Sostituendo le espressioni suddette nella (2) si ha:

$$(\theta - T_1)_{max(\text{nel canale medio})} = \frac{P_t}{2cW} + \frac{1}{2}\sqrt{\pi^2\left(\frac{P_t}{hS_t}\right)^2 + \left(\frac{P_t}{cW}\right)^2}$$

e quindi:

$$\theta_{max(\text{nel canale medio})} = T_1 + \frac{P_t}{2cW} + \frac{1}{2}\sqrt{\pi^2\left(\frac{P_t}{hS_t}\right)^2 + \left(\frac{P_t}{cW}\right)^2}$$

La temperatura massima delle guaine potrà essere ottenuta moltiplicando ΔT e $\Delta\theta_m$ per i rispettivi fattori di canale caldo ingegneristici e di picco nucleari; si avrà allora:

$$(\theta - T_1)_{max\ (\text{nel nocciolo})} = \frac{\Delta T}{2} F_{\Delta T} + \frac{1}{2}\sqrt{\pi^2 \Delta\theta_m^2 F_{\Delta\theta}^2 + \Delta T^2 F_{\Delta T}^2}$$

dove:

$$F_{\Delta T} = F_{\perp}^{N}\ F_{\perp p}^{N}\ F_{\Delta T}^{E}$$

$$F_{\Delta\theta} = F_{\perp}^{N}\ F_{\perp p}^{N}\ F_{\Delta\theta}^{E}$$

Si ha allora (Formula del Palladino):

$$\theta_{max(\text{nocciolo})} = T_1 + \left(\frac{P_t}{2cW}\right) F_{\Delta T} + \frac{1}{2}\sqrt{\pi^2\left(\frac{P_t}{hS_t}\right)^2 F_{\Delta\theta}^2 + \left(\frac{P_t}{cW}\right)^2 F_{\Delta T}^2}$$

Per un nocciolo di geometria assegnata, con condizioni di refrigerazione prefissate, la relazione suddetta consente di determinare la potenza estraibile dal nocciolo per un dato valore della temperatura massima per la guaina dell'elemento di combustibile, oppure, assegnati θ_{max} e P_t e le caratteristiche del sistema di refrigerazione, è possibile ricavare la superficie totale di scambio termico e, quindi, il numero di barrette di combustibile necessarie.

Il calcolo termico del nocciolo può essere effettuato, in seconda approssimazione, verificando che, con i dati ottenuti dal calcolo precedentemente indicato, la distribuzione di temperatura nel "canale caldo" sia tale da consentire il non superamento dei limiti prefissati.

Siano:

- P_t potenza termica del nocciolo;
- N numero degli elementi di combustibile;
- n numero di barrette per ciascun elemento;
- H altezza attiva di ciascun barretta.

Sarà:

$\bar{q}_l = \frac{P_t}{NnH}$ la potenza specifica lineare media nel nocciolo (espressa in kW/m od unità equivalenti)

La distribuzione della potenza nella direzione assiale nel canale caldo sarà data da:

$$q_l(z) = \bar{q}_l F_{\perp}^{N} F_{\perp p}^{N} F_{Q}^{E} \beta(z)$$

dove:

$$\beta(z) = \left(\frac{\phi(z)}{\phi_{medio}} \right)_{\text{in direzione assiale}}$$

F_{Q}^{E} fattore di canale caldo ingegneristico relativo alla produzione di calore.

Il calore prodotto nella barretta calda sarà pertanto:

$$q_{hc} = \int_{-H/2}^{H/2} q_l(z)dz = \overline{q_l} F_{\perp}^{N} F_{\perp p}^{N} F_{Q}^{E} \int_{-H/2}^{H/2} \beta(z)dz$$

La portata volumetrica di refrigerante nel canale caldo sarà pari a:

$$W_{hc} = \frac{A_{hc} v}{F_{\Delta T}^{EF}}$$

La portata volumetrica totale attraverso il nocciolo sarà pari:

$$W = N A_{ec} v$$

da cui:

$$\frac{w_{hc}}{W} = \frac{A_{hc}}{N A_{ec} F_{\Delta T}^{EF}}$$

dove:

A_{hc} sezione trasversale del canale caldo;

v velocità del fluido refrigerante;

A_{ec} sezione trasversale complessiva dei canali presenti in un elemento di combustibile;

$F_{\Delta T}^{EF}$ fattore di canale caldo relativo agli scostamento dalle condizioni nominali delle caratteristiche di refrigerazione che hanno influenza su ΔT.

La distribuzione della temperatura del refrigerante nella direzione assiale z sarà data dalla relazione seguente:

$$T(z) = T_1 + \frac{1}{w_{hc} (\bar{c})_o^z} \int_0^z q_l(z)dz$$

dove:

$$w_{hc} = \frac{W A_{hc}}{N A_{ec} F_{\Delta T}^{E}}; \qquad (\bar{c})_o^z = \frac{1}{T(z) - T_1} \int_0^{T(z)} q_l(z)dz$$

In condizioni di regime si può peraltro scrivere:

$$q_l(z)dz = [\theta(z) - T(z)]\ h(z)P_{es}dz$$

dove:

- $\theta(z)$ temperatura della guaina all'ordinata z;
- $T(z)$ temperatura del refrigerante all'ordinata z;
- $h(z)$ coefficiente di scambio termico per convezione all'ordinata z;
- P_{es} perimetro efficace di scambio termico

da cui:

$$\theta(z) = T(z) + \frac{q_l(z)}{P_{es}h(z)} F_\theta^E$$

dove:

- F_θ^E fattore di canale caldo ingegneristico relativo agli scostamenti dalle condizioni nominali delle caratteristiche di refrigerazione che hanno influenza su $\Delta\theta$.

Le relazioni (5) e (6) permettono pertanto di determinare la distribuzione della temperatura del fluido e quella delle guaine nella direzione assiale.

Se il canale considerato è il canale caldo, la temperatura massima delle guaine del canale è, per definizione di canale caldo, la temperatura massima delle guaine del nocciolo. Si dovrà quindi verificare che tale temperatura sia inferiore a quella ammissibile per il materiale impiegato per la costruzione della guaina stessa.

Per quanto è stato prima detto, occorre inoltre verificare che in nessun punto del nocciolo la temperatura del combustibile raggiunga valori superiori a quelli massimi ammissibili.

A tale scopo sarà sufficiente determinare la temperatura massima raggiunta dal combustibile nella parte della barretta caratterizzata dal valore massimo della potenza specifica lineare. Tale valore sarà dato da:

$$q_{lmax} = \bar{q}_l F_{II}^N F_{\perp}^N F_{\perp p}^N F_Q^E$$

dove:

- F_{II}^N fattore di picco nucleare in direzione assiale.

Si farà nel seguito riferimento a elementi di combustibile costituiti da raggruppamenti di barrette a sezione circolare, ciascuna delle quali è formata da un tubo incamiciante (guaina), chiuso alle estremità con tappi saldati e riempito con pastiglie di UO_2 (Figura 5.4).

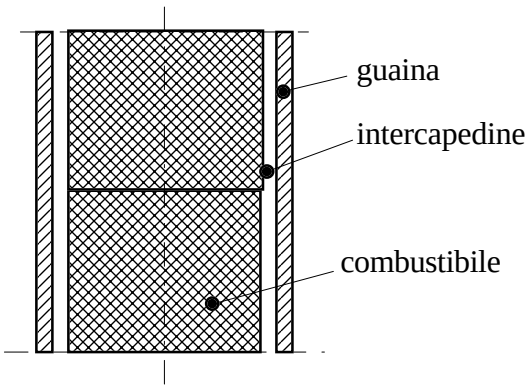


Figura 5.4: Sezione di riferimento per l'elemento di combustibile.

Per un dato valore del flusso di calore uscente dalla barretta e ceduto al refrigerante, si può facilmente prevedere una distribuzione della temperatura nella sezione trasversale della barretta del tipo indicato nella Figura 5.5.

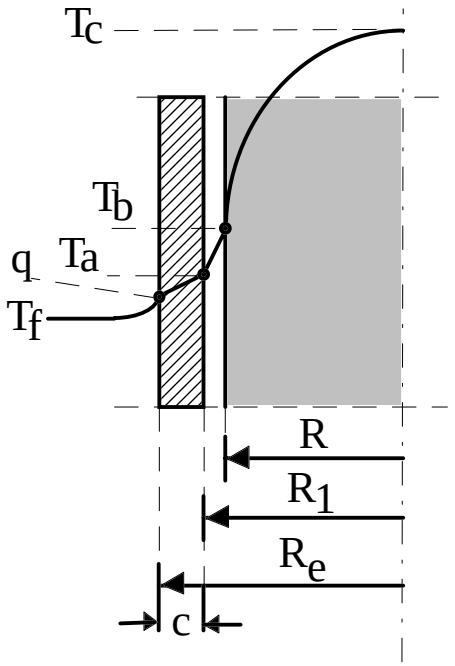


Figura 5.5: Distribuzione di temperatura nella sezione trasversale della barretta.

dove:

$\theta - T_f$ variazione della temperatura nel film;

$T_a - \theta$ variazione della temperatura nello spessore della guaina;

$T_b - T_a$ variazione della temperatura nell'intercapedine;

$T_c - T_b$ variazione della temperatura nel combustibile.

La temperatura massima nel combustibile sarà pertanto data da:

$$T_c = T_f + (\theta - T_f) + (T_a - \theta) + (T_b - T_a) + (T_c - T_b)$$

Se si prende in considerazione il tratto della barretta caratterizzato dal valore massimo della potenza specifica lineare, la temperatura massima del combustibile in questo tratto di barretta sarà cla temperatura massima del combustibile nell'intero nocciolo.

E' stato precedentemente illustrato un metodo per calcolare la temperatura θ sulla superficie esterna della guaina, partendo da un valore assegnato della temperatura del refrigerante nel nocciolo.

La determinazione della differenza (T_a - θ) non presenta difficoltà. Indicando con q_l la potenza specifica lineare, la differenza di temperatura (T_a - θ) è data dalla seguente relazione:

$$T_a - \theta = \frac{q_l 1n\left(\frac{R_1 + c}{R_1}\right)}{2\pi K_c} = \frac{q_l 1n\left(1 + \frac{c}{R_1}\right)}{2\pi K_c}$$

dove:

- R_1 raggio interno della guaina;
- c spessore della guaina;
- K_c conducibilità termica del materiale della guaina, indipendente dalla temperatura nell'intervallo (T_a - θ).

Se il rapporto $\frac{c}{R_1}$ è abbastanza inferiore all'unità, si può scrivere con buona approssimazione:

$$1n\left(1 + \frac{c}{R_1}\right) \cong \frac{c}{R_1}$$

Questa approssimazione è largamente accettabile nei casi concreti in quanto nelle barrette di combustibile normalmente impiegate il valore del rapporto $\frac{c}{R_1}$ è pari a circa 0.1 (il raggio della superficie esterna della guaina è circa 5. mm e lo spessore della guaina è pari a circa 0.5 mm).

Ricordando che:

$$q_l = K_c 2\pi R_1 \frac{T_a - \theta}{c}$$

si può pertanto scrivere:

$$T_a - \theta = \frac{q_l c}{2\pi K_c R_1} \qquad (7)$$

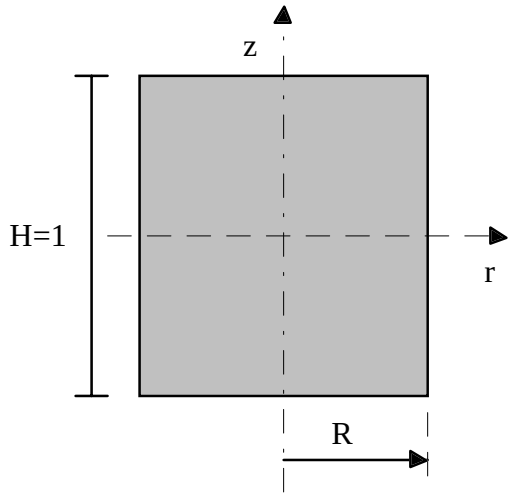


Figura 5.6: Geometria elementare della pastiglia di combustibile.

Maggiori difficoltà presenta la determinazione della distribuzione della temperatura nel combustibile.

Considerando una porzione della pastiglia di combustibile costituita da un cilindro di raggio R e di altezza unitaria (Figura 5.6). Nel combustibile suddetto si ha produzione di calore che, in condizioni di regime, viene asportato dal refrigerante.

L'equazione generale che consente la determinazione della distribuzione della temperatura nel combustibile

è la seguente:

$$\vec{\nabla} \bullet \left(K_f \vec{\nabla} T \right) + q(x, y, z, \tau) = c\, \rho \frac{\partial T}{\partial \tau} \qquad (8)$$

dove:

T temperatura del combustibile;

q potenza specifica (potenza per unità di volume);

K_f conducibilità termica del combustibile;

c calore specifico del combustibile;

ρ densità del combustibile;

x, y, z coordinate cartesiane;

τ tempo.

In condizioni stazionarie la (8) diventa:

$$\vec{\nabla} \bullet \left(K_f \vec{\nabla} T \right) + q(x, y, z) = 0$$

Supponiamo che, in prima approssimazione, si possa ammettere:

a) K_f costante;

b) q costante;

c) sia trascurabile la trasmissione di calore lungo l'asse z;

d) sia costante il flusso di calore sulla superficie esterna del combustibile.

L'ipotesi a) può essere pienamente accettata per l'uranio metallico, per l'UO_2 invece la conducibilità termica, come sarà mostrato nel seguito, varia in modo significativo al variare della temperatura.

L'ipotesi b) può ritenersi accettabile. In effetti con la dimensione attuale delle pastiglie (circa 10 mm di diametro) e con i valori dell'arricchimento necessari per i reattori termici dell'attuale generazione (intorno al 3 percento), l'abbassamento del flusso neutronico nella parte centrale della pastiglia rispetto al valore che questo assume nelle zone esterne è molto basso (qualche percento) e quindi non si commette un grosso errore ipotizzando che la produzione di calore per unità di volume del combustibile, nell'unità di tempo, sia indipendente dal raggio della pastiglia. Si deve peraltro precisare che l'adozione di questa ipotesi porta ad un valore della temperatura al centro della pastiglia certamente maggiore di quella effettiva; tale ipotesi è pertanto conservativa ai fini della determinazione della temperatura massima del combustibile.

L'ipotesi c) può ritenersi accettabile, sia perché la quantità di calore trasmessa lungo l'asse della pastiglia è piccola in confronto a quella trasmessa attraverso la superficie esterna, sia perché il trascurare questo evento porta ad un aumento della temperatura nella pastiglia considerata. Tale ipotesi è pertanto, come la precedente, conservativa ai fini della determinazione della temperatura massima del combustibile.

L'ipotesi d) può ritenersi accettabile. In effetti, con questa ipotesi si suppone che le condizioni di refrigerazione siano costanti sulla superficie esterna del combustibile, il che è generalmente verificato con buona approssimazione.

Nel rispetto delle ipotesi b), c), e d) la distribuzione di temperatura nel combustibile varia soltanto in funzione del raggio della pastiglia.

Tenendo presente anche l'ipotesi a) ed esprimendo la relazione (8') in coordinate cilindriche, si ottiene:

$$K_f\left(\frac{d^2T}{dr^2}+\frac{1}{r}\frac{dT}{dr}\right)+q=0 \qquad (8")$$

La (8") si può scrivere nel modo seguente:

$$\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(r\frac{dT}{dr}\right)=-\frac{q}{K_f}$$

Integrando si ottiene:

$$r\frac{dt}{dr}=-\frac{qr^2}{2K_f}+C_1$$

$$T(r)=-\frac{qr^2}{4K_f}+C_1 1nr+C_2$$

Con le ipotesi fatte, le condizioni al contorno sono le seguenti:

$$\text{per } r=0 \begin{cases} \left.\frac{dT}{dr}\right|_{r=o}=0 \\ T_{(r=0)}=T_{max} \end{cases}$$

Avremo allora:

$$T(r)=T_{max}-\frac{qr^2}{4K_f}$$

L'espressione suddetta fornisce per r = R il valore della temperatura T_b sulla superficie esterna della pastiglia:

$$T_b=T_{max}-\frac{qR^2}{4K_f}$$

od, anche:

$$T_{max}=T_b+\frac{qR^2}{4K_f}$$

$$T=T_b+\frac{q}{4K_f}\left(R^2-r^2\right)$$

Le relazioni ottenute portano a concludere che la temperatura nel combustibile varia con legge parabolica e che la differenza di temperatura (T_{max} - T_b) è direttamente proporzionale alla potenza

specifica ed al quadrato del raggio, mentre è inversamente proporzionale alla conducibilità termica del combustibile stesso.

Può essere interessante introdurre nelle relazioni suddette la potenza specifica lineare q_l anziché la potenza specifica volumetrica q. Si avrà allora:

$$q_l 1 = q\,\pi R^2\,1$$

da cui:

$$q = \frac{q_l}{\pi R^2}$$

e quindi:

$$T_{max} = T_b + \frac{q_l}{4\pi K_f}$$

Come si può osservare, **per un dato tipo di combustibile (K_f assegnato) la differenza (T_{max} - T_b) dipende soltanto dalla potenza specifica lineare q_l ed è indipendente dalle dimensioni radiali del combustibile stesso.**

A titolo di esempio, sarà determinata la differenza (T_{max} - T_b) in una pastiglia di UO_2 per una potenza specifica lineare pari a 14. kW/ft (42. kW/m).

Si può ragionevolmente assumere per K_f un valore medio di

$$K_f = 1.5\frac{BTU}{hr\ ft°F} = 1.5\ x\ 1.5\frac{Cal}{h\ m°C} = 2.25\frac{Cal}{h\ m°C}$$

Si avrà allora, ricordando che 1. kW = 860. Cal/h,

$$T_{max} - T_b = \frac{42\ x\ 860}{4\ x\ 3.14\ x\ 2.25} = 1300.°C$$

Il valore della potenza specifica considerata nell'esempio (14. kW/ft) è abbastanza vicino a quello massimo ammesso nei reattori attuali, alimentati con UO_2.

Le relazioni sopra scritte sono state ottenute in base alle ipotesi prima indicate. Tra queste, quella a) non si ritiene ammissibile, come è stato già detto, per l'UO_2. La conducibilità dell'UO_2 infatti varia in modo sensibile al variare della temperatura. I numerosi risultati sperimentali disponibili hanno permesso la individuazione di correlazioni cui fare riferimento per il calcolo termico del nocciolo. Si riportano qui di seguito due di queste sviluppate, rispettivamente, dalla General Electric e dal CNEN.

Correlazione General Electric

$$K_f = \frac{3978}{692+T} + 6.07\ x\ 10^{-12}(T+460)^3 \text{ con } T(°F)$$

$$\int_{32}^{T} K dt \left(\frac{BTU}{hr\ ft}\right) = 39781n\frac{692+T}{692+32} + \frac{6.07\ x\ 10^{-12}}{4}\left[(T+460)^4 - (32+460)^4\right]$$

dove:

K_f è espresso in BTU/hrft°F

T è espresso in °F

Correlazione CNEN

$$K_f = \frac{1}{2.75 + 0.2774 \text{ x } T} + 9 \text{ x } 10^{-13} T^3 \text{ con T(K)}$$

$$\int_0^T K dt \left(\frac{W}{cm}\right) = \frac{1}{0.02774} \ln \frac{2.75 + 0.02774 \text{ x } T}{2.75 + 0.02774 \text{ x } 273} + \frac{9}{4} \text{ x } 10^{-13} \left(T^4 - 273^4\right)$$

dove:

K_f è espresso in W/cm°C

T è espresso in K

La conducibilità K_f parte da un valore, a temperatura ambiente, di circa 0.095 W/cm°C $\left(\approx 5.5 \frac{BTU}{hr\ ft°F}\right)$ per scendere a circa 0,024 W/cm°C $\left(\approx 1.3 \frac{BTU}{hr\ ft°F}\right)$ per T = 1500 °C $\left(T \approx 3{,}000.°F\right)$ e risalire poi a circa 0,037 $\left(\approx 2. \frac{BTU}{hr\ ft°F}\right)$ per temperature prossime a quella di fusione. In Tabella 5.1 e nella Figura 5.7 sono riportati i valori della conducibilità e dell'integrale di conducibilità dell'UO_2 ricavati dalle correlazioni prima scritte.

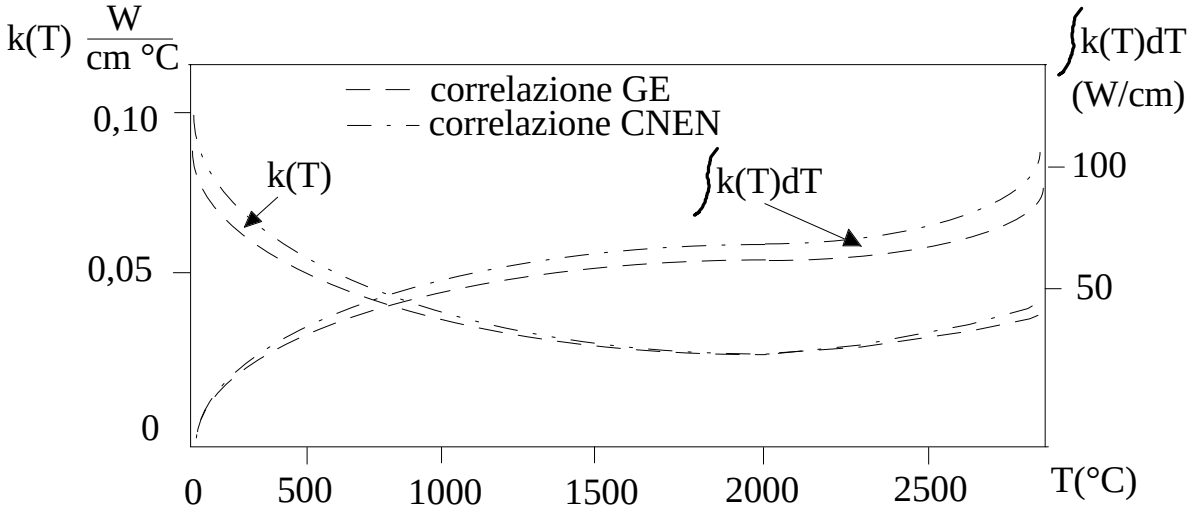


Figura 5.7: Conducibilità termica e integrale di conducibilità dell'UO_2 in funzione della temperatura.

Tenendo presente quanto è stato sopra detto, si procederà nuovamente al calcolo della distribuzione della temperatura nel combustibile supponendo K_f variabile con la temperatura e ritenendo ancora valide le ipotesi b), c), e d).

Il problema può essere ovviamente risolto integrando l'equazione:

$$\nabla (K_f \nabla T) + q = 0$$

Si può comunque procedere più semplicemente operando nel modo seguente:

T (°C)	CORRELAZIONE GE				CORRELAZIONE CNEN	
	K BTU/hr ft °C	K W/cm °C	$\int_0^T KdT$ BTU/hr ft	$\int_0^T KdT$ W/cm	K W/cm °C	$\int_0^T KdT$ W/cm
0.	5.40	0.090	0	0	0.096	0
100.	4.40	0.074	0.87×10^3	8.5	0.077	11.14
250.	3.39	0.059	1.90×10^3	18.4	0.058	23.25
500.	2.47	0.043	3.20×10^3	31.0	0.041	37.27
750.	1.96	0.034	4.20×10^3	40.6	0.036	47.58
1,000.	1.65	0.029	5.00×10^3	48.5	0.028	55.78
1,250.	1.46	0.026	5.71×10^3	55.2	0.025	62.79
1,500.	1.36	0.024	6.34×10^3	61.4	0.024	69.33
1,750.	1.33	0.023	6.94×10^3	67.2	0.024	75.63
2,000.	1.34	0.023	7.53×10^3	72.9	0.025	82.08
2,250.	1.40	0.025	8.14×10^3	78.8	0.028	88.93
2,500.	1.51	0.027	8.80×10^3	85.1	0.032	96.47
2,750.	1.68	0.030	9.50×10^3	92.0	0.037	105.08

Tabella 5.1: Conducibilità ed integrale di conducibilità per UO_2

Dall'esame della Figura 5.8 si osserva che il calore prodotto nel cilindro di raggio r e di altezza unitaria attraversa, in condizioni stazionarie, la superficie esterna del cilindro stesso. Si potrà quindi scrivere:

$$q\pi r^2 = -K_f(T)\frac{dT}{dr}2\pi r$$

$$q\frac{r}{2} = -K_f(T)\frac{dT}{dr}$$

Integrando si ottiene:

$$\int_R^r q\frac{r}{2}dr = \frac{q}{4}\left(r^2 - R^2\right) = -\int_{T_b}^{T} K_f(t)dT \qquad \text{e quindi}$$

$$q\frac{R^2}{4}\left(1-\frac{r^2}{R^2}\right) = \int_{T_b}^{T} K_f(T)dT$$

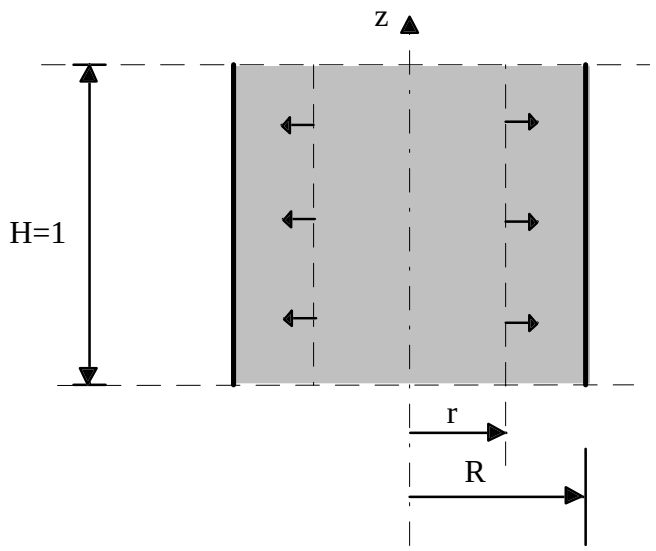


Figura 5.8: Sezione di una pastiglia di combustibile.

La temperatura raggiungerà il valore massimo per r = 0; si avrà pertanto:

$$q\frac{R^2}{4} = \int_{T_b}^{T_{max}} K_f(T)dT$$

Sostituendo alla potenza specifica volumetrica q la potenza specifica lineare q_l, si ottiene infine:

$$\frac{q_l}{4\pi} = \int_{T_b}^{T_{max}} K_f(T)dT$$

L'integrale sopra scritto prende il nome di "integrale di conducibilità". Nota la relazione K_f (T) che lega la conducibilità termica del combustibile alla temperatura, si può calcolare l'integrale suddetto e, quindi, la differenza di temperatura (T_{max} - T_b).

Tale integrazione può essere effettuata anche graficamente e seguendo tale procedura, si potrà determinare la temperatura massima nel combustibile nel modo seguente: (Figura 5.9)

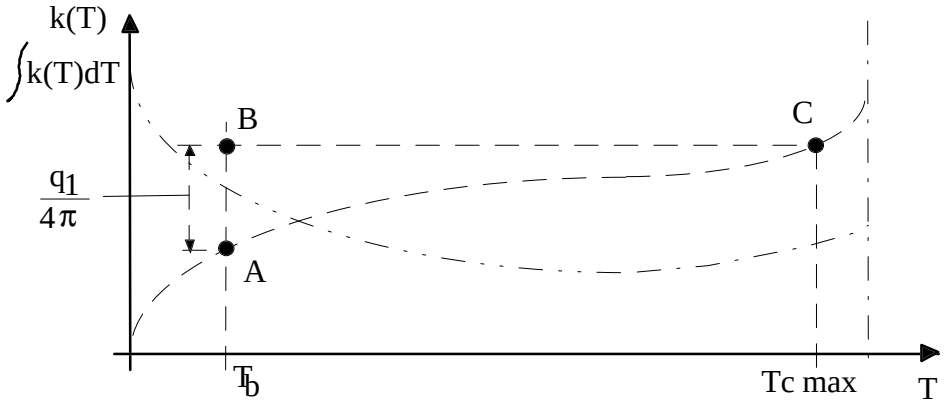


Figura 5.9: Procedura grafica di integrazione.

Nella figura sono riportati gli andamenti di $K_f(T)$ e dell'integrale di conducibilità $K_f(T)dT$ in funzione della temperatura.

A partire dal valore T_b dell'ascissa si conduce una retta parallela dell'asse delle ordinate. Tale retta incontrerà la curva $\int K_f(T)dT$ in un punto A. A partire da tale punto si riporta sulla stessa retta un segmento AB di valore $\frac{q_l}{4\pi}$ letto sulla scala delle ordinate. Partendo dal punto B si conduce una retta parallela all'asse delle ascisse fino ad incontrare nel punto C la curva $\int K_f(T)dT$. Dal punto C si conduce una retta parallela all'asse delle ordinate. Tale retta interseca l'asse delle ascisse nel punto T_{max} che rappresenta proprio la temperatura del combustibile al centro della pastiglia.

Adottando per $K_f(T)$ la correlazione elaborata dalla GE, l'integrale di conducibilità tra 0. °C e la temperatura di fusione dell'UO_2 è pari a:

$$\int_0^{T_{fus}} K_f(T)dt = 930.\frac{W}{cm}$$

Supponendo che la temperatura sulla superficie esterna del combustibile sia pari a 500. °C, la temperatura di fusione si raggiungerebbe con una potenza specifica lineare dell'ordine di 710. W/cm (21. kW/ft).

La potenza specifica lineare massima ammessa per il combustibile nei reattori ad acqua leggera è attualmente dell'ordine di 13. ÷ 14. kW/ft.

Alcuni anni orsono si ritenevano ammissibili potenze specifiche lineari massime pari a 18. ÷ 19. kW/ft in corrispondenza delle quali si raggiungevano temperature del combustibile non molto lontane dalla temperatura di fusione.

La necessità di contenere in limiti accettabili la temperatura delle guaine durante il transitorio conseguente ad un incidente di perdita di refrigerante (LOCA) ha costretto a ridurre in modo significativo la potenza specifica lineare massima.

Per completare lo studio del problema è necessario determinare il salto di temperatura nell'intercapedine tra la guaina ed il combustibile. Questo termine, pur essendo quantitativamente significativo, è di difficile valutazione in quanto la trasmissione del calore avviene sia attraverso la superficie di contatto tra la guaina ed il combustibile, sia attraverso il gas contenuto nell'intercapedine stessa, la cui composizione varia con continuità durante l'esercizio. All'inizio della vita, infatti, il gas presente è elio in pressione e, successivamente, una miscela di elio e gas di fissione rilasciati dal combustibile durante il funzionamento dell'impianto. Si deve altresì tener presente che nel corso dell'esercizio una parte rilevante delle pastiglie si saranno spezzate, con la conseguenza che risulta impossibile formulare ragionevoli ipotesi sulle caratteristiche dell'interazione tra pastiglia e guaina. Intercapedini con valori iniziali dell'ordine del decimo di millimetro possono determinare salti di temperatura, spesso crescenti nel tempo, compresi tra 100. e 200. °C. In fase di progetto, si ritiene potersi prevedere per l'intercapedine una resistenza termica complessiva compresa tra 0.5 e 1. °C/Wcm^2, che moltiplicata per il flusso termico, espresso in W/cm^2, fornisce il richiesto valore cercato di $(T_b - T_a)$.

Tenendo presente quanto è stato detto, la temperatura massima del combustibile viene determinata in funzione della potenza specifica lineare massima, partendo dalla temperatura del fluido refrigerante, calcolando successivamente il salto di temperatura nel film; la variazione della temperatura nello spessore della guaina; il salto di temperatura nell'intercapedine ed infine il salto di temperatura nel combustibile.

Le relazioni sopra riportate consentono di ricavare i valori dei salti di temperatura sopra indicati e, quindi, la temperatura massima del combustibile.

$$T_{c\,max} = T_f + (\theta - T_f) + (T_a - \theta) + ((T_b - T_a) + (T_c - T_b)$$

Si calcolerà a titolo di esempio la distribuzione radiale della temperatura in una barretta di combustibile di un reattore nucleare ad acqua leggera in pressione. Si assuma:

Diametro esterno della guaina	$2R_e$	= 11. mm
Spessore della guaina	c	= 0.5 mm
Diametro della pastiglia	$2R_i$	= 10. mm

Materiale impiegato per la costruzione delle guaine: lega di zirconio

Conducibilità termica della lega di zirconio	K_c	= 15. Cal/h m °C = 18. W/m°C
Conducibilità media del combustibile	K_f	= 2.25 Cal/h m °C = 2.7 W/m°C
Tipo di combustibile: pastiglie di UO2		
Potenza specifica lineare	q_1	= 46. kW/m = 460. W/cm
Resistenza intercapedine	R_c	= 1. °C/Wcm2
Coefficiente di scambio termico	h	= 12,000. Cal/h m^2 °C = 144. W/cm^2 °C
Temperatura del refrigerante	T_f	= 280. °C

Calcolo del salto di temperatura (θ - Tf)

$$(\theta - T_f) = \frac{q_l}{2\pi R_e h} = \frac{460.}{6.28x0.55x1.44} = 93.°C$$

dove:

q_1 è espresso in W/cm

R_e è espresso in cm

h è espresso in W/cm^2 °C

Calcolo del salto di temperatura (T_a - θ)

$$(T_a - \theta) = \frac{q_l c}{2\pi K_c R_i} = \frac{460x0.5x10^{-1}}{6.28x0.18x0.5} = 40.°C$$

dove:

q_1 è espresso in W/cm

c è espresso in cm

R_i è espresso in cm

K_c è espresso in W/cm °C

Calcolo del salto di temperatura (T_b - T_a)

$$(T_b - T_a) = \frac{q_l}{2\pi R_i} R_c = \frac{460.}{6.28x5.x10^{-1}} \text{ x } 1 = 140.°C$$

dove:

R_c è espresso in °C/Wcm^2

Calcolo del salto di temperatura (T_c - T_b)

$$\left(T_c - T_b\right) = \frac{q_l}{4\pi K_f} = \frac{460.}{4x3.14x2.7x10^{-2}} = 1350.°C$$

dove:

q_l è espresso in W/cm

K_f è espresso in W/m °C

La temperatura massima T_c sarà pertanto uguale a:

$$T_c = T_f + (\theta - T_f) + (T_a - \theta) + (T_b - T_a) + (T_c - T_b)$$

$$T_c = 280. + 93. + 40. + 140. + 1350. = 1903.\ °C$$

Nella progettazione del nocciolo dovrà essere inoltre verificato, come è stato precedentemente precisato, che in nessun punto della superficie delle guaine il flusso termico sia superiore al flusso termico critico.

La crisi termica è legata alla dinamica delle bolle che si generano a contatto della superficie riscaldante in un liquido sottoraffreddato o saturo. E' comunemente accettato che la crisi intervenga allorquando si verifichi in prossimità della parete una instabilità idrodinamica tra le correnti contrapposte di vapore e di liquido, per cui quest'ultimo non raggiunge più la superficie riscaldante e, conseguentemente, uno strato continuo di vapore isola in maniera stabile la superficie stessa dalla massa del liquido. Il flusso termico per il quale ha inizio il fenomeno suddetto prende il nome di "flusso termico critico" (CHF) che si differenzia nel meccanismo per le due filiere LWR: nel caso di un PWR, a bassi valori del grado di vuoto, esso è il flusso termico che determina il passaggio dall'ebollizione nucleata alla ebollizione a film, chiamato anche DNB Departure from Nucleate Boiling, mentre per un BWR, ad elevati valori del grado di vuoto, la superficie riscaldante, normalmente refrigerata da un film liquido, si surriscalda per il "dry-out" del film.

I fenomeni in gioco sono molto complessi e nessun modello teorico è attualmente in grado di fornire una correlazione di validità generale, nonostante il rilevante impegno profuso nella ricerca in questo settore.

E' ragionevole ipotizzare che il grado di sottoraffreddamento e la velocità del fluido abbiano una rilevante importanza in quanto, il primo aumenta le capacità del liquido di condensare il vapore generato sulla superficie riscaldante ed il secondo ha influenza (facilita) sul distacco delle bolle di vapore dalla superficie. Altre grandezze però hanno certamente influenza sul fenomeno, quali ad esempio, le proprietà fisiche del fluido (tensione superficiale, viscosità, rapporto fra i pesi specifici della fase liquida e della fase vapore), la geometria del canale, le condizioni della superficie, ecc.

E' disponibile una copiosa letteratura in proposito alla quale si rimanda per un eventuale approfondimento delle diverse tematiche legate a questo delicato ed importante fenomeno.

Si riportano qui di seguito, a titolo di esempio, le correlazioni adottate dalla Westinghouse e dalla General Electric, rispettivamente, per i reattori ad acqua in pressione e per quelli ad acqua bollente.

La correlazione adottata dalla Westinghouse è la seguente:

$$q_{crit} = (0.23x10^6 + 0.094\ G)\ (3.0 + 0.01\ \Delta T_{sub})\ x\ (0.435 + 1.23\ e^{-0.0093\ L/De})\ (1.7 - 1.4\ e^{-a})$$

dove:

$$a = 0.532 \left(\frac{H_{sat} - H_{in}}{H_{fg}} \right)^{\frac{3}{4}} \left(\frac{\rho_l}{\rho_v} \right)^{\frac{1}{3}}$$

Nella relazione sopra scritta:

q_{crit}	flusso termico critico	espresso in	BTU/hr ft^2
G	portata specifica di massa	"	1b/hr ft^2
T_{sub}	sottoraffreddamento locale	"	°F
L	lunghezza del canale	"	inch
D_e	diametro idraulico del canale	"	inch
H_{sat}	entalpia di saturazione	"	BTU/1b
H_{in}	entalpia del fluido all'ingresso del canale	"	BTU/1b
H_{fg}	entalpia differenziale	"	BTU/1b
ρ_1	densità della fase liquida	"	1b/ft^3
ρ_v	densità della fase vapore	"	1b/ft^3

La relazione suddetta è stata dedotta dall'analisi dei risultati ottenuti con lo svolgimento di numerose esperienze effettuate con valori delle grandezze considerate compresi nei limiti sottoindicati:

Geometria: canali a sezione circolare e quadrata; clusters di barrette

Portata specifica di massa:	$0.2 \times 10^6 < G < 8. \times 10^6$	1b/hr ft^2
Pressione:	$800. < p < 1750.$	psia
Diametro del canale:	$0.1 < D_e < 0.54$	inch
Rapporto lunghezza/diametro:	$21. < L/D_e < 365.$	
Entalpia dell'acqua all'ingresso del canale:	$H_{in} > 300.$	BTU/1b
Sottoraffreddamento:	$0. < T_{sub} < 228.$	°F

La correlazione sopra riportata correla i risultati sperimentali disponibili con un intervallo di h_{crit} compreso tra ± 20% del valore calcolato, con livelli di confidenza del 95%.

La correlazione sviluppata dalla GE ed utilizzata per il progetto dei reattori ad acqua bollente è la seguente:

$q_{crit}/10^6 = 0.705 + 0.237\ (G/10^6)$	per	$X < X_1$
$q_{crit}/10^6 = 1.634 + 0.270\ (G/10^6) - 4.71\ X$	"	$X_1 < X < X_2$
$q_{crit}/10^6 = 0.605 + 0.164\ (G/10^6) - 0.653\ X$	"	$X_2 < X$

dove:

$X_1 = 0.197 - 0.108\ (G/10^6)$

$X_2 = 0.254 - 0.026\ (G/10^6)$

La correlazione suddetta fornisce i valori del flusso termico critico per la pressione del fluido pari a 1000 psia. Per valori della pressione p diversi da questo, si ha:

$$q_{crit}(p) = q_{crit(p=1000\ psia)} + 440.\ (1000. - p)$$

I valori estremi dei parametri entro i quali la correlazione suddetta si ritiene applicabile sono i seguenti:

Pressione	$600. < p < 1450.$	psia
Portata specifica	$0.4x10^6 < G < 6x10^6$	1b/hr ft^2
Diametro idraulico	$0.245 < D_e < 1.25$	inch
Lunghezza del canale	$29 < L < 108$	inch
Parametro della portata	$X < 0.45$	

Si procederà, a titolo di esempio, alla determinazione del flusso termico critico in un PWR, utilizzando la correlazione della Westinghouse.

Dati:

$G = 2.56$ 1b/hr ft^2

$T_i = 280.$ °C

$T_{sub} = 67.$ °F

$H_{in} = 455.$ BTU/1

$H_{sat} = 1{,}135.$ BTU/1b

$H_{fg} = 463.$ BRU/1b

$\rho_1 = 38.91$ 1b/ft^3

$\rho_v = 5.32$ 1b/ft^3

$L = 160.$ inch

$D_e = 0.54$ inch

$L/D_e = 296.$

si ottiene:

$$a = 0.532\left(\frac{1135-435}{463}\right)^{0.75}\left(\frac{38.91}{5.32}\right)^{0.33} = 1.37$$

$$q_{cr} = 10^6(0.23 + 0.094 \times 2.54)\ (3 + 0.01 \times 67)\ (0.435 - 1.23\ e^{-2.75})\ (1.7 - 1.4\ e^{-1.37}) =$$

$$= 0.82 \times 10^6\ \text{BTU/hr ft}^2 = 2.69 \times 10^6\ \text{Cal/h m}^2$$

$$q_{cr}\ (\text{minimo}) = 0.8 \times 2.69 \times 10^6 = 2.15 \times 10^6\ \ \text{Cal/h m}^2$$

Ammettendo, per il nocciolo del reattore considerato:

$q_{l\,max}$ = 460 W/cm

D_e = 1.1 cm

il flusso termico massimo sarà pari a:

$$Q_{max} = \frac{q_{l\,max}\pi R^2}{\pi D_e} = 109\,\frac{Cal}{h\ cm^2} = 1.09 x 10^6\,\frac{Cal}{h\ m^2}$$

Il margine di sicurezza per il flusso termico critico sarà pertanto pari a:

$$M_{sic} = \frac{q_{cr}}{Q_{max}} = \frac{2.15\ x\ 10^6}{1.09\ x\ 10^6} = 1.98$$

6. CONSIDERAZIONI DI INGEGNERIA SISMICA

6.1 Metodologia Impiegata per la Determinazione degli Eventi Sismici Presi a Riferimento nella Progettazione degli Impianti Nucleari

6.1.1 Premessa

L'ingegneria sismica si propone la determinazione di adeguati criteri di progetto per la realizzazione di opere in ingegneria in zone della superficie terrestre soggette ad azioni sismiche. Nella letteratura specializzata americana si trovano spesso riportate due differenti terminologie: "Engineering Sismology" ed "Earthquake Engineering", intendendosi individuare, con la prima, quelle branche della sismologia di specifico interesse per la progettazione antisismica delle strutture e, con la seconda, i problemi specifici relativi alle progettazioni stesse. In verità le due terminologie vengono molto spesso usate indifferentemente.

Per quanto la materia non abbia ancora raggiunto una organica sistemazione, né un grado di approfondimento adeguato all'importanza dei problemi ad essa connessi, le conoscenze disponibili consentono di trarre interessanti informazioni per una ragionevolmente sicura progettazione e costruzione di opere in zone sismiche.

Per un necessario ed auspicabile miglioramento del livello della conoscenza è richiesta una stretta collaborazione tra sismologi ed ingegneri in modo che i primi possano tenere nel dovuto conto le esigenze dei secondi e questi ultimi siano effettivamente in grado di utilizzare in modo adeguato le indispensabili informazioni che i sismologi possono fornire.

Per quanto non vi siano dubbi sul fatto che i terremoti non possano essere controllati, è altrettanto certo che con adeguata provvidenza in fase di progettazione e di costruzione si possano ridurre a valori accettabili i rischi, in termini di perdite di vite umane e perdite di beni, connessi con possibili eventi sismici.

Nel seguito si procederà, dopo un esame critico delle conseguenze di alcuni terremoti verificatisi nel recente passato, alla individuazione delle caratteristiche strutturali e funzionali richieste alle costruzioni in caso di terremoto e, quindi, saranno analizzati i criteri che possono essere seguiti per la definizione del terremoto di riferimento caratterizzato dallo spettro di risposta di progetto. Per una più facile comprensione di quanto sarà detto si ritiene opportuno riportare qui di seguito le definizioni di alcuni termini che saranno diffusamente impiegati.

MAGNITUDO	La magnitudo è una misura dell'entità del terremoto collegata con l'energia da esso rilasciata sotto forma di onde sismiche. Numericamente è espressa, in gradi sulla scala Richter, dal logaritmo in base 10 dell'ampiezza massima in micron con la quale un sismografo standard a torsione (Wood-Anderson) registrerebbe la scossa ad una distanza epicentrale di 100. km.
INTENSITÀ	L'intensità di un terremoto è la misura dell'insieme delle sensazioni provate dalle persone a causa del terremoto stesso, e dagli effetti prodotti sulle costruzioni e sul terreno. Numericamente essa è espressa in scala Mercalli o Mercalli Modificata. Nella Tabella 6.2 sono riportati gli effetti macrosismici corrispondenti ai diversi gradi della scala Mercalli.

STRUTTURA TETTONICA

una struttura tettonica è una distorsione o una dislocazione del terreno in larga scala entro la crosta terrestre. La sue estensione viene misurata in km.

PROVINCIA TETTONICA

Una provincia tettonica è una regione caratterizzata dall'uniformità delle caratteristiche strutturali e geologiche in essa contenute.

FAGLIA

Una faglia è una struttura tettonica lungo la quale sono avvenuti scorrimenti relativi dei materiali adiacenti parallelamente al piano di frattura. Essa va distinta da altri tipi di spaccature del terreno come le frane, le fessurazioni e i crateri. Una faglia può avere una zona interposta tra le due sue pareti costituita da materiali più o meno frantumati o da miloniti.

FAGLIAZIONE DI SUPERFICIE

La fagliazione di superficie è quel fenomeno di frattura del terreno in superficie prodotto dai movimenti di faglie; essa è distinta da altri tipi di fenomeni non tettonici che provocano frane, fessurazioni e formazioni di crateri.

FAGLIA ATTIVA

Una faglia od altra struttura tettonica simile sarà considerata "faglia attiva" e cioè potenzialmente capace di causare un movimento vibratorio del suolo o la fagliazione di superficie, se presenta una o più delle seguenti caratteristiche:

a) movimenti del terreno in prossimità o sulla superficie che sono avvenuti presumibilmente almeno una volta nei passati 35,000. anni o più di una volta in modo ricorrente nei passati 500,000. anni;

b) sismicità correlabile con la faglia;

c) relazione con un'altra faglia attiva definita secondo le caratteristiche a) e b) tale che il movimento di una potrebbe ragionevolmente portare al movimento dell'altra.

FASCIA DI CONTROLLO

La fascia di controllo di una faglia è una striscia di terreno in cui è contenuta una determinata struttura tettonica e la cui larghezza coincide con la massima larghezza della struttura stessa lungo la sua estensione in prossimità del sito.

Questa può consistere in una faglia o in un insieme di faglie tra le quali vanno comprese anche tutte le tracce di faglie quaternarie che si congiungano tra di loro o che si pensa possano congiungersi alla traccia della faglia principale.

TERREMOTO DI RIFERIMENTO A

Il terremoto di riferimento A (TRA) è il terremoto che produce sul sito il massimo movimento vibratorio ipotizzabile considerando le caratteristiche geologiche e sismiche della provincia tettonica comprendente il sito e di quelle limitrofe, nonché le caratteristiche meccaniche dei materiali sottostanti.

TERREMOTO DI RIFERIMENTO B — Il terremoto di riferimento B (TRB) è quel terremoto che produce sul sito il massimo movimento del terreno che ragionevolmente potrebbe verificarsi durante la vita dell'impianto considerando le caratteristiche geologiche e sismiche della provincia tettonica comprendente il sito e di quelle limitrofe, nonché le caratteristiche meccaniche dei materiali sottostanti.

SPETTRO DI RISPOSTA — Uno spettro di risposta è un diagramma in cui viene riportata, in funzione del periodo proprio di vibrazione, l'ampiezza massima della risposta di un oscillatore lineare semplice di dato smorzamento ad uno specifico moto del terreno.

6.1.2 Analisi delle Conseguenze di Sismi Verificatesi in Tempi Storici

I terremoti più disastrosi che si sono verificati a partire dal 1500 sono praticamente i seguenti, riportati in Tabella 6.1.

ANNO	LOCALITÀ	NUMERO MORTI
856	CORINTO	45,000
1556	SHENSI-CINA	830,000
1737	CALCUTTA	300,000
1755	LISBONA	60,000
1883	INDIE OLANDESI	36,000
1902	MARTINICA	40,000
1906	SAN FRANCISCO	700
1908	MESSINA	78,000
1920	KANSU-CINA	180,000
1923	TOKYO	143,000
1960	AGADIR-MAROCCO	12,000
1964	ALASCA	114
1970	PERU'	67,000
1972	MANAGUA-NICARAGUA	10,000
1975	MUKDEN-CINA	non conosciuto
1975	DIYARBAKIR-TURCHIA	2,000

Tabella 6.1: Maggiori terremoti dall'anno 1500.

Per quanto riguarda la situazione italiana, si riportano nelle tabelle seguenti (Tabella 6.3, Tabella 6.4, Tabella 6.5) il numero dei sismi con intensità superiore al VI grado della scala Mercalli che si sarebbero verificati in Italia in base alle informazioni storiche.

Dall'esame delle tabelle appare evidente che si possono ritenere completi i dati relativi ai sismi di grado IX e superiore dal 1600 ad oggi, mentre, se si fa riferimento ai sismi di grado VIII, si possono ritenere completi i dati a partire dal 1700. Per sismi con intensità VI e VII grado della scala Mercalli i dati completi si riferiscono probabilmente solo a quelli verificatisi nell'ultimo secolo.

La situazione sugli altri paesi non è molto diversa. Questa constatazione porta a concludere che i dati storici ai quali è possibile fare riferimento sono poco numerosi e, per altro, difficilmente controllabili tra loro, in quanto essendo la intensità dei terremoti correlata agli effetti dei terremoti stessi, terremoti della stessa gravità verificatisi in tempi diversi possono essere considerati di intensità diversa in relazione al fatto, per esempio, che le caratteristiche delle costruzioni sono variate nel tempo.

Molto spesso peraltro gli effetti dei terremoti verificatisi in tempi abbastanza lontani sono stati ricavati sulle basi di informazioni riferite nelle cronache la cui attendibilità è tutt'altro che certa.

Se, per ovviare agli inconvenienti sopra indicati, si volesse prendere a riferimento soltanto i terremoti dei quali esistono registrazioni strumentali, praticamente si potrebbero prendere in esame soltanto terremoti verificatesi in questi ultimi anni o al massimo, per pochissimi Paesi, negli ultimi decenni.

Nel seguito saranno fornite maggiori informazioni relativamente ad alcuni tra i terremoti verificatesi negli ultimi anni.

Terremoto di S. Fernando

Il terremoto si verificò alle 6 del mattino del 9 febbraio 1971. Il terremoto è caratterizzato da una magnitudo 6.6 con epicentro nella valle di S. Fernando a nord di Los Angeles. La durata delle scosse fu di soltanto 8. ÷ 12. s. Durante il sisma una zona con 400,000. persone fu soggetta ad una accelerazione maggiore di 0.25 g ed un'altra zona popolata da oltre 2,000,000. di persone fu soggetta ad una accelerazione compresa tra 0.15 e 0.25 g.

I danni complessivi ai beni immobili furono valutati in circa 10^9 US $.

A causa del terremoto si ebbero 59 morti di cui:

46	per collasso di un edificio ospedaliero
4	per collasso di abitazioni
2	per collasso di opere stradali
7	per attacchi cardiaci durante il sisma.

La perdita di vite umane fu relativamente contenuta per motivi abbastanza casuali e fortunati. Tra questi si possono ricordare i seguenti:

1) scarso traffico nelle autostrade, conseguente al fatto che il terremoto si è verificato nelle prime ore del mattino;
2) basso livello di occupazione dei grossi edifici pubblici, conseguente allo stesso motivo indicato al punto precedente;
3) non cedimento della diga di Van Norma; nonostante ciò circa 80,000. persone dovettero allontanarsi per molti giorni dalle loro case per motivi precauzionali;
4) breve durata del sisma che evitò il collasso di numerose strutture già fortemente danneggiate.

Nella regione interessata al terremoto, la maggior parte delle costruzioni erano state realizzate dopo il 1933 in conformità con le disposizioni contenute nella legge antisismica vigente nella zona. Molte delle costruzioni realizzate anteriormente al 1933 furono severamente danneggiate.

Il comportamento delle costruzioni nuove fu decisamente buono nelle zone a moderata intensità. Nelle zone ad elevata intensità invece anche alcune costruzioni recenti subirono danni rilevanti. Si

deve peraltro notare che anche quando gli edifici non presentarono danni strutturali rilevanti, si ebbero invece danni consistenti alle infrastrutture ed alle apparecchiature.

Un primo esame della situazione ha messo chiaramente in luce la opportunità che certi edifici destinati a particolari impieghi debbano essere progettati con più elevati margini di sicurezza. Il mancato funzionamento di certi servizi (ospedali, sistemi antincendio, collegamenti stradali ecc.) potrebbero rendere veramente catastrofiche le conseguenze di un sisma.

I danni maggiori furono dovuti alle fagliazioni del terreno. I movimenti del terreno furono notevolissimi ed interessarono una zona abbastanza limitata. Si è concordi nel ritenere che i terremoti di maggiore magnitudo potrebbero portare ad un allargamento della zona a forte intensità, ma difficilmente potrebbero determinare aumenti significativi dell'intensità stessa.

Alcuni sismografi posti nella roccia registrarono accelerazioni massime di 0.5 g ÷ 0.75 g con punte di 1.00 g.

L'esame degli effetti del sisma sugli edifici ha messo in luce l'opportunità di apportare alla normativa vigente che, peraltro, si è dimostrata sostanzialmente valida, alcune aggiunte o modificazioni. Le principali possono essere considerate le seguenti:

- E' necessaria una migliore staffatura delle armature delle strutture in calcestruzzo per aumentarne la duttilità.
- Il progetto delle pareti alle sollecitazioni da taglio deve essere rivisto in modo che queste possano sopportare, senza grosse rotture locali, le forti oscillazioni del terreno.
- I sistemi di collegamento tra i tetti in legno e le pareti in muratura o in calcestruzzo devono essere migliorati.
- La progettazione degli impianti interni all'edificio ed i loro collegamenti all'esterno deve essere migliorata. Deve anche essere migliorata la progettazione e la costruzione di parapetti, infissi ecc. In molti casi, come è stato detto, anche in assenza di danni strutturali rilevanti, si ebbero danni economici complessivi tutt'altro che trascurabili. Si ritiene peraltro che provvidenze opportune in questo senso non dovrebbero comportare costi aggiuntivi particolarmente significativi.

Terremoto di Prince William Sound - Alasca

Il terremoto con magnitudo 8.4 si è verificato alle ore 17:34 del 27 marzo 1964.

A causa del terremoto hanno perso la vita 115 persone. Il terremoto ha prodotto danni, stimati nel 1964, pari a 312,000,000. $. Considerato l'elevatissimo valore della magnitudo, il numero dei morti deve ritenersi particolarmente basso.

Il terremoto è stato prodotto da una spaccatura del terreno che, iniziatasi presso William Sound ha proseguito verso sud per circa 600. ÷ 700. km fino a sud di Kodiak Island.

Nella città di Anchorage, che aveva 50,000. abitanti al momento del sisma, la durata del terremoto è stata presumibilmente di 3 ÷ 4 minuti. Tale eccezionale durata è stata dovuta al susseguirsi di un numero notevolissimo di scosse (7,500.) che hanno fatto seguito alla scossa principale, conseguenti allo sviluppo della frattura del terreno che si è propagata a velocità dell'ordine di 3. km/sec.

Il periodo predominante del sisma è stato dell'ordine di 0.5 s. Le informazioni sul sisma nella città di Anchorage non sono purtroppo di tipo strumentale, per mancanza di sismografi nella zona. Molti valori delle grandezze su indicate sono state pertanto ricostruite sulla base delle informazioni fornite da persone o a mezzo di analisi successive.

Informazioni di particolare interesse sono contenute in un nastro che Mr. Robert Pate ha inciso nella propria abitazione durante il terremoto. In tale nastro sono chiaramente riportate le impressioni del sig. Pate ed è descritto tutto ciò che Pate ha potuto osservare.

Il comportamento degli edifici è stato sostanzialmente buono, almeno nelle zone dove non si sono verificate grosse spaccature del terreno. Ciò è essenzialmente dovuto al fatto che tutte le abitazioni sono di costruzione recente e la maggior parte di queste sono costruite in conformità con normative antisismiche. Si deve anche tener presente che la maggior parte delle abitazioni hanno altezze relativamente modeste con periodo di vibrazione relativamente piccolo (0.1 ÷ 0.2 s.). Tale periodo è abbastanza diverso dal periodo predominante del sisma che, come è stato detto, può essere valutato intorno a 0.5 s.

Terremoto del Perù

L'epicentro del terremoto è stato localizzato dall'U.S. Coast and Geodetic Survey a circa 25 km a ovest dalla città di Chimbote. La scossa iniziale di magnitudo 7.7 secondo la scala Richter, si è verificata alle 15:23 del 31 maggio 1970. La massima intensità si è avuta tra Casma e Chimbote.

L'area interessata è di quasi 65,000. km^2 con una popolazione di circa 1,400,000. abitanti. I morti o i dispersi sono stati circa 67,000. ed almeno altrettante persone sono state seriamente ferite. Sono state completamente distrutte, o rese inabitabili, oltre 186,000. abitazioni, corrispondenti a circa l'80% del totale.

Non sono state osservate significative deformazioni tettoniche lungo la costa, né fenomeni di maremoto. Questo fatto sembrerebbe indicare che non si sono avute fagliazioni di superficie con rigetto verticale, sul fondo del mare.

Gli enormi danni subiti da città e villaggi sono dovuti essenzialmente al fatto che gli edifici sono fatti generalmente con laterizi cotti al sole e non presentano adeguate resistenza alle azioni trasversali.

Il fenomeno che ha prodotto danni maggiori è rappresentato da una valanga di ghiaccio e roccia precipitata dal cima del Nevado Huascaran alto 6,600. m. Tale massa, mano a mano che inglobava acqua, si è trasformata in una colata di detriti che è precipitata a valle con una velocità stimata all'ordine di 300. ÷ 400. km/h. I danni più rilevanti si sono avuti a Yungay, comunità di 19,000. abitanti. Le costruzioni e quasi l'intera popolazione sono state cancellate da una lingua di fango e roccia dello spessore di qualche metro che ha scavalcato il rialzo con altezza variabile da 90. a 180. m che separava Yungay dal corso principale della valanga.

La elevatissima velocità della valanga è stata dovuta sia alla forte pendenza del terreno nell'area di distacco, sia al fatto che la resistenza allo scorrimento è stata molto ridotta per la presenza di un cuscino di neve e ghiaccio ed in alcuni punti dalla presenza di aria intrappolata nella massa. Questa ipotesi sembra giustificata dalla constatazione che, in prossimità dell'origine, la valanga è passata sopra a rilievi di materiale morenico senza provocare alterazioni della roccia.

Terremoto di Ancona

Nel periodo compreso tra febbraio e giugno 1972 si sono verificate nella zona di Ancona numerose scosse sismiche che sono state registrate da una rete di accelerometri disposti nella zona. Le scosse registrate sono 18 con magnitudo compresa tra 3.3 e 4.5. Le accelerazioni massime registrate sono risultate superiori a 0.5 g.

Gli accelerogrammi dei terremoti con magnitudo maggiore di 4 sono stati completamente analizzati e, per ciascun terremoto, sono stati ricavati gli spettri di risposta in velocità e accelerazione. L'analisi effettuata ha mostrato che tali terremoti sono caratterizzati da uno spettro decisamente spostato verso i bassi periodi (periodo predominante intorno a 0.1 s.). Questa constatazione giustifica il fatto che, pur con valori molto elevati delle accelerazioni, i danni conseguenti al terremoto sono stati relativamente modesti (non si sono avute perdite di vite umane ed anche i danni agli immobili sono stati relativamente contenuti), nonostante che, in base alla legislazione, la zona di Ancona sia considerata zona sismica di categoria 2). Per tale categoria la legislazione antisismica italiana richiedeva che fossero considerate nel progetto forze orizzontali pari a 0.07 volte il peso della massa a cui le forze stesse si dovevano considerare applicate.

Da quanto sopra viene confermato il fatto che il valore massimo dell'accelerazione non è sufficiente ad individuare il grado di pericolosità di un terremoto, che può invece essere definito dalla completa conoscenza dell'andamento temporale dell'accelerazione del suolo o da altre grandezze da esso direttamente ricavabili (Spettro di Risposta).

Terremoto della Sicilia Occidentale del 1968

Nelle prime ore pomeridiane del 14 gennaio 1968 ha avuto inizio nella Sicilia Occidentale un'attività sismica che, come frequenza e intensità, non aveva avuto precedenti nella storia sismica della zona. L'attività si è manifestata con una serie di 9 scosse premonitrici con magnitudo compresa tra 3. e 5.1. La scossa principale, di magnitudo 5.9, si è verificata poco dopo le 3 del 15 gennaio.

La gravità dell'evento è testimoniata dal numero dei morti (236) e dalle ingenti distruzioni che si sono avute a Gibellina, Salaparuta, Poggioreale, Montevago e molti altri centri minori posti alla destra ed alla sinistra del fiume Belice. Le prime scosse premonitrici, determinando un notevole stato di allarme nella popolazione, hanno certamente contribuito a rendere meno pesante il bilancio delle vite umane.

Fino al primo giugno sono state registrate alla stazione sismica di Messina 154 scosse. Il numero delle scosse sarà stato probabilmente più elevato, se si tiene presente che la stazione di Messina, tenendo conto della distanza (200. ÷ 250. km) e delle caratteristiche dei sismografi impiegati, può nelle migliori condizioni consentire la registrazione di sismi originati nella zona in questione, con magnitudo superiori a 2.5.

Il terremoto ha provocato danni rilevanti. I paesi di Gibellina, Salaparuta, Poggioreale e Montevago sono stati quasi completamente distrutti. L'entità dei danni è stata dovuta essenzialmente alla scadente qualità delle costruzioni. Si deve notare che la zona in questione non era considerata zona sismica nella legislazione italiana e che, pertanto, nessuna provvidenza era stata prevista.

E' d'altra parte significativo constatare che 6 epicentri delle nove scosse più forti, compreso quello della scossa principale, sono disposti su una linea praticamente coincidente con una delle presunte linee di dislocazione indicate nella carta geologica della Sicilia, compilata da Benco nel 1961.

	Scala Macrosismica MERCALLI - CANCANI - SIEBERG
Grado	**Effetti**
I	IMPERCETTIBILE : Rilevata solo dagli strumenti sismici.
II	MOLTO LIEVE: Avvertita, quasi esclusivamente negli ultimi piani delle case, da singole persone particolarmente impressionabili, che si trovino in assoluta quiete.
III	LIEVE: Avvertita da poche persone nell'interno delle case, con vibrazioni simili a quelle prodotte da una vettura veloce, senza essere ritenuta scossa tellurica, se non dopo successivi scambi d'impressione.
IV	MODERATA: Avvertita da molte persone nell'interno delle case, e da alcune all'aperto, senza però destare spavento, con vibrazioni simili a quelle prodotte da un pesante autotreno. Si ha lieve tremolio di suppellettili e oggetti sospesi, scricchiolio di porte e finestre, tintinnio di vetri e qualche oscillazione di liquidi nei recipienti.
V	ABBASTANZA FORTE: avvertita da tutte le persone nelle case e da quasi tutte sulle strade con oscillazioni di oggetti sospesi e visibile movimento di rami e piante, come sotto l'azione di un vento moderato. Si ha suoni di campanelli, irregolarità nel moto dei pendoli degli orologi, scuotimento di quadri alle pareti, possibile caduta di qualche soprammobile leggero appoggiato alle pareti, lieve sbattimento di liquidi nei recipienti, con versamento di qualche goccia, spostamento di oggetti piccoli, scricchiolio di mobili, sbattere di porte e finestre: i dormienti si destano, qualche persona timida fugge all'aperto.
VI	FORTE: Avvertita da tutti con apprensione; parecchi fuggono all'aperto, forte sbattimento di liquidi, caduta di libri e ritratti dalle mensole, rottura di qualche stoviglia, spostamento di mobili leggeri con eventuale caduta di alcuni di essi, suono delle più piccole campane delle chiese; in singole case crepe degli intonachi, in quelle mai costruite o vecchie danni più evidenti ma sempre innocui; possibile caduta eccezionalmente di qualche tegola o comignolo.
VII	MOLTO FORTE: Considerevoli danni per urto o caduta delle suppellettili, anche pesanti, delle case, suono di grosse campane nelle chiese; l'acqua di stagni e canali si agita e s'intorbidisce di fango, alcuni spruzzi giungono a riva; alterazioni dei livelli nei pozzi; lieve frane in terreni sabbiosi e ghiaiosi. Danni moderati in case solide, con lievi incrinature nelle pareti, considerevole caduta di intonaco e stucchi: rottura di comignoli con caduta di pietre e tegole, parziale slittamento della copertura dei tetti; singole distruzioni in case costruite o vecchie.
VIII	DISTRUTTIVA: Piegamento e caduta degli alberi; i mobili più pesanti e solidi cadono e vengono scaraventati lontano; statue e sculture si spostano; talune cadono dai piedistalli. Gravi distruzioni a circa il 25% degli edifici, caduta di ciminiere, campanili e muri di cinta; costruzioni in legno vengono spostate o spazzate via. Lievi fessure nei terreni bagnati o in pendio. I corsi d'acqua portano acqua o fango.
IX	FORTEMENTE DISTRUTTIVA: Distruzione o grave danno a circa il 50% degli edifici. Costruzioni reticolari vengono smosse dagli zoccoli, schiacciate su se stesse; in certi casi danni più gravi.
X	ROVINOSA: Distruzione a circa il 75% degli edifici, gran parte dei quali diroccano; distruzione di alcuni ponti e dighe; lieve spostamento delle rotaie; condutture d'acqua spezzate; rotture o ondulazioni del cemento e nell'asfalto; fratture di alcuni decimetri nel suolo umido, frane.
XI	CATASTROFICA: Distruzione generale di edifici e ponti con i loro pilastri; vari cambiamenti notevoli del terreno, numerosissime frane.
XII	TOTALMENTE CATASTROFICA: Ogni opera dell'uomo viene distrutta. Grandi trasformazioni topografiche; deviazioni dei fiumi e scomparsa dei laghi.

Tabella 6.2: Effetti macrosismici nella scala Mercalli

Grado	scosse fino al-1892		scosse periodo 1893-1972		scosse periodo 1-1972	
	principali	repliche	principali	repliche	principali	repliche
VI	231	24	337	259	568	283
VI - VII	10	2	54	28	64	30
VII	375	39	127	66	502	105
VII - VIII	24	1	31	4	55	5
VIII	197	12	35	10	232	22
VIII - IX	7	1	6	5	13	6
IX	126	2	19	0	145	2
IX - X	12	0	6	0	18	0
X	58	0	2	0	60	0
X - XI	3	0	1	0	4	0
XI	13	0	1	0	14	0
XI - XII	0	0	0	0	0	0
XII	1	0	1	0	2	0
TOTALI	1057	81	620	372	1677	453

Tabella 6.3: Situazione italiana (parte I).

Anno	VI	VI-VII	VII	VI -VII	VIII	VIII-IX	IX	IX-X	X	X-XI	XI	XII	**Totali**
1 - 999	4		21		18		17		12		1	1	**74**
1000 - 1399	9	1	67		48		16		9	1	6		**157**
1400 - 1499	12	1	29	4	19		7		1		1		**74**
1500 - 1599	20		28	2	20		20	1	4				**95**
1600 - 1699	24		34	2	11	1	18	4	12	1			**107**
1700 - 1799	49		82	6	41	2	27	5	12		4		**228**
1800 - 1892	137	10	153	11	52	5	23	2	8	1	1		**403**
1893 - 1972	596	82	193	35	45	11	19	6	2	1	1	1	**992**
1 - 1972	851	94	607	60	254	19	147	18	60	4	14	2	**2130**

Tabella 6.4: Situazione italiana (parte II).

Anno	VIII	VIII - IX	IX	IX - X	X	X - XI	XI	XII	**totali**
1500 - 1599			4		3				7
1600 - 1699			1	4	10	1			16
1700 - 1799	9	1	14	3	11		4		42
1800 - 1892	25	4	18	2	8	1	1		59
1892 - 1972	40	10	18	6	2	1	1	1	79
1500 - 1972	74	15	55	15	34	3	6	1	203

Tabella 6.5: Situazione italiana (parte III).

6.2 Valutazione dei Terremoti di Riferimento per il Progetto delle Strutture

6.2.1 Rischio Sismico

Come ogni tipo di rischio, il rischio sismico può essere definito come la probabilità di avere un danno a seguito di un evento non desiderato (il sisma). Evidentemente tale rischio è legato alla probabilità che si verifichi un evento sismico di date caratteristiche e al danno che tale evento può arrecare.

Per quanto riguarda il danno, è necessario distinguere il danno alle persone ed il danno alle costruzioni.

Per ridurre entro limiti ragionevoli il rischio sismico, c'è attualmente un largo consenso sul criterio di imporre due diverse condizioni di progetto:

1) le strutture devono essere progettate in modo da poter sopportare in regime elastico le sollecitazioni indotte da terremoti la cui intensità corrisponde, con riferimento alle caratteristiche sismiche della zona in esame, ad un periodo di ritorno dell'ordine della vita nominale della struttura (si assume in generale per gli edifici normali per abitazione un tempo di ritorno dell'ordine di 100 anni);
2) le strutture devono possedere sufficienti riserve di resistenza, oltre il limite elastico, per sopportare senza crolli le azioni di un terremoto di intensità tale da fare ritenere estremamente improbabile il verificarsi di un terremoto di intensità maggiore. Il terremoto che deve essere considerato in questa seconda condizione di progetto è quindi caratterizzato da un tempo di ritorno notevolmente maggiore di 100 anni, dell'ordine di $10^3 \div 10^4$ anni.

E' evidente da quanto sopra che la condizione 1) tende soprattutto a limitare i danni per le costruzioni, mentre la condizione 2) fa chiaro riferimento alla salvaguardia della vita umana.

Il riferimento alla durata nominale delle costruzioni è logicamente giustificato per i terremoti non eccezionali che devono essere sopportati in regime elastico. In sostanza tutte le costruzioni della zona interessata al terremoto devono essere in grado di sopportare, senza consistenti danneggiamenti, condizioni di carico che statisticamente si verificheranno nel corso della loro vita nominale.

Sarebbe, al contrario, del tutto ingiustificato, il riferimento alla durata nominale delle costruzioni nel caso di eventi sismici del tutto eccezionali, in quanto diventa in tale caso determinante la sicurezza delle vite umane e non considerazioni di tipo puramente economico. Ci si preoccupa di proteggere l'uomo e non l'edificio. In questa ottica i parametri fondamentali diventano la durata della vita umana, la densità media e la distribuzione della popolazione nella zona considerata.

Come è stato indicato nella premessa non esiste la possibilità di controllare i terremoti; si possono invece individuare provvedimenti nella progettazione e nella costruzione delle strutture che consentano di ridurre l'entità del danno in caso di sisma e quindi, in sostanza, il rischio sismico, che comunque non può essere annullato.

Rimane pertanto un rischio residuo che deve essere confrontato con quello che la collettività ritiene di poter accettare. In sostanza le costruzioni dovrebbero essere realizzate in modo tale da comportare un rischio minore o, al limite, uguale al rischio accettabile.

Il problema presenta quindi due aspetti fondamentali:

- determinazione del rischio accettabile;
- determinazione del rischio residuo.

La soluzione dei due problemi sopra indicati è estremamente difficile e si tenterà in questa sede di individuare delle procedure logiche per un loro esame.

Ci riferiremo dapprima alla determinazione del rischio accettabile. Non vi è dubbio che l'entità di tale rischio dipende dai contenuti dei dispositivi di legge in materia di costruzioni in zone sismiche e, poiché le leggi sono approvate dalle Autorità politiche, spetta come è logico, a tali Autorità la determinazione del rischio cui si ritiene di poter sottoporre i propri amministrati. Questo fatto non diminuisce però la responsabilità dei tecnici sui quali incombe il dovere di fornire all'Autorità politica i dati tecnici necessari per una scelta razionale.

Vediamo allora se e come è possibile pervenire ad una razionale individuazione del rischio accettabile.

Cominciamo dapprima a considerare il rischio di natura essenzialmente economica connesso con il terremoto non eccezionale. In questo caso il problema si presenta sul piano concettuale abbastanza semplice in base alle seguenti considerazioni.

Il rischio sismico può essere ridotto rendendo più severi i provvedimenti da seguire nella realizzazione delle opere (si potrebbe per esempio, maggiorare le caratteristiche del terremoto di progetto). L'appesantimento di tali provvedimenti comporta ovviamente un aumento del costo di costruzione.

Si deve a questo punto confrontare tale aumento iniziale di costo con la diminuzione di spesa che, statisticamente, si dovrà sostenere nel corso della vita dell'opera conseguente alla riduzione del rischio sismico. Il rischio logicamente accettabile diventa allora quello per ridurre il quale si devono adottare provvedimenti tali da comportare aumenti del costo dell'opera maggiori dei benefici economici connessi con la riduzione del rischio stesso.

Il rischio "accettabile" viene pertanto individuato da un'analisi costi - benefici, alla quale si tende far sempre maggior ricorso nella maggior parte dei problemi di ingegneria.

Esaminiamo ora il problema del rischio accettabile per quanto attiene alla sicurezza della vita umana.

Si potrebbe, in linea di principio, ricorrere anche in questo caso ad un analisi costi - benefici; questo richiederebbe una monetizzazione della vita umana, operata la quale, il rischio sismico si configurerebbe come rischio puramente economico. Anche se un approccio di questo tipo è stato avviato in alcune branche dell'ingegneria, (per esempio l'ingegneria nucleare e, in una certa misura, l'ingegneria aeronautica) non vi è dubbio che si incontrano notevoli difficoltà nel fissare un prezzo della vita umana, entità per propria natura non monetizzabile.

Un approccio diverso può invece essere seguito. Tutte le attività umane comportano un certo rischio che viene, più o meno coscientemente, accettato dalla popolazione; ebbene il rischio sismico accettabile potrebbe essere quello strettamente confrontabile con altri tipi di rischio connessi con la stessa condizione umana. Da un'analisi di questo tipo si perverrebbe ad individuare un rischio sismico accettabile dell'ordine di 10^{-7} morti per anno e per persona esposta. Tale valore del rischio è di circa 3 ordini di grandezza inferiore a quello relativo all'impiego dell'automobile (10^{-4} morti per anno e per persona esposta).

Sulla base delle considerazioni sopra esposte si può pervenire alla individuazione delle caratteristiche del terremoto che deve essere preso a riferimento per il progetto delle strutture.

Per quanto riguarda la possibilità di condurre a termine in modo corretto e con la necessaria attendibilità le due verifiche prima indicate, si deve osservare che la situazione è sostanzialmente differente.

La prima verifica richiede la determinazione della risposta a un dato spostamento delle fondazioni di un sistema lineare. Le tecniche e le conoscenze attualmente disponibili consentono di effettuare tale calcolo con la richiesta attendibilità.

E' richiesta inoltre la definizione di un terremoto caratterizzato da tempi di ritorno del tutto paragonabili a quelli cui si riferiscono informazioni sufficientemente attendibili dei terremoti verificatesi nel passato. Tale definizione può allora essere fatta in modo ragionevolmente accettabile.

La seconda verifica richiede invece che si tenga conto del comportamento dinamico dei sistemi lineari. Le conoscenze in questo campo sono del tutto inadeguate. E' inoltre necessario considerare terremoti con tempi di ritorno notevolmente più lunghi rispetto ai periodi di osservazione disponibili. La definizione di terremoti di questo tipo presenta allora grandi incertezze.

La tendenza attuale per superare queste difficoltà, almeno per le costruzioni normali, è quella di condurre una sola verifica che riunisca, in via approssimata, le due sopra definite. Si opera praticamente nel modo seguente:

- sulla base delle caratteristiche sismiche della regione, individuate essenzialmente da elaborazioni statistiche delle informazioni disponibili sui terremoti precedentemente verificatesi, vengono fissate le caratteristiche del terremoto di riferimento per il calcolo in campo elastico delle strutture. Tale calcolo viene effettuato in modo del tutto convenzionale. I coefficienti di sicurezza da applicare nella verifica vengono stabiliti in funzione del grado di garanzia della estrapolabilità delle statistiche sismiche. Per definire il comportamento delle strutture si introduce, oltre ai parametri elastici, un coefficiente empirico, dipendente dal tipo strutturale, che tiene in qualche modo conto della capacità di adattamento plastico della struttura stessa.

Si ritiene a questo punto opportuno presentare alcune considerazioni che si ritiene debbano essere tenute in attenta considerazione nella realizzazione di edifici in zone sismiche. Le considerazioni più importanti sono le seguenti:

- Il grado di sicurezza richiesta agli edifici in caso di sisma deve essere diverso a seconda delle funzioni cui l'edificio stesso è destinato. E' evidente che il crollo di edifici con alto livello di occupazionalità (scuole, cinema, ospedali ecc.) comporta danni che possono essere di ordini di grandezza diversi da quelli connessi con il crollo di normali edifici di abitazione. Per quanto riguarda gli ospedali è addirittura necessario che questi dopo il terremoto possano consentire il ricovero e la necessaria assistenza di persone rimaste ferite durante il terremoto stesso. La messa fuori servizio di un ospedale potrebbe aggravare seriamente, in termini di perdite di vite umane, le conseguenze di un eventuale terreno.

- Particolare attenzione deve essere posta nella progettazione di certi servizi che, se di grande importanza in condizioni normali, possono divenire vitali in caso di sisma. Si consideri a titolo di esempio il servizio antincendio.

- Particolare attenzione deve essere posta nelle progettazioni delle opere stradali (ponti, viadotti, ecc.). Il crollo di queste opere potrebbe rendere estremamente difficile l'opera di soccorso e quindi aggravare le conseguenze del terremoto.

- Criteri particolarmente severi devono essere prescritti per certi edifici o strutture industriali in quanto il loro danneggiamento oltre certi limiti potrebbe comportare danni ingentissimi nella zona (fuoriuscita di sostanze nocive, rilascio di materiali radioattivi, ecc.).

- Una adeguata attenzione deve essere posta nella realizzazione di certe opere (tramezzi, impianti elettrici od igienici e via dicendo) il cui danneggiamento, anche se di scarsa importanza ai fini della salvaguardia della vita umana, può portare a danni economici particolarmente severi. L'analisi delle conseguenze di terremoti verificatisi nel passato recente in zone per le quali erano in vigore legislazioni antisismiche ha messo chiaramente in luce che tali legislazioni si sono mostrate sostanzialmente adeguate per quanto riguarda le strutture, mentre sono risultate non idonee per il contenimento dei danni economici. Molti edifici hanno presentato strutture praticamente intatte o poco danneggiate con danni complessivi dell'ordine del 30% ÷ 50% del valore totale dell'immobile dovuti appunto ai danneggiamenti subiti dagli impianti e dalle opere di rivestimento.

- Un'analisi accurata di fatti verificatisi porta chiaramente alla conclusione che provvidenze di piccole entità e quindi di basso costo, avrebbero consentito una sostanziale riduzione dei danni economici conseguenti al terremoto.

Le considerazioni sopra esposte meriterebbero un ampio approfondimento, non possibile in questa sede, devono comunque essere attentamente valutate in fase di progetto e realizzazione dell'opera, anche quando (e non è raro il caso), non venga esplicitamente richiesto nella normativa vigente.

6.2.2 Determinazione del Terremoto di Riferimento per il Progetto delle Costruzioni

Tenuto presente quanto detto nel paragrafo precedente, il primo problema che deve essere affrontato e risolto con ragionevole attendibilità è la determinazione del terremoto cui fare riferimento per la progettazione delle costruzioni.

Il terremoto stesso deve essere tra l'altro definito, in modo idoneo per il progettista . Allo stato attuale tale definizione può essere fatta nei seguenti due modi:

a) dando l'andamento dell'accelerazione del suolo, in funzione del tempo, nelle diverse direzioni;

b) attraverso lo spettro di risposta definitivo, come l'insieme di una famiglia di curve che danno sulle ascisse le frequenze o il periodo sulle ordinate i valori massimi delle accelerazioni, della velocità e degli spostamenti di una serie di oscillatori semplici aventi ciascuno un valore assegnato dello smorzamento e della frequenza propria.

Il secondo modo è quello normalmente seguito ed è a questo che sarà fatto riferimento nel seguito.

Lo spettro di risposta può essere a sua volta individuato dalla forma spettrale e del valore massimo dell'accelerazione al suolo.

6.2.2.1 Accelerazione Massima al Suolo

Il problema può essere risolto determinando in primo luogo il valore massimo della intensità o della magnitudo del sisma caratterizzato da un prefissato tempo di ritorno (nel caso specifico dell'ordine di 100 anni) e, successivamente, associando a questo sisma il valore massimo della accelerazione del suolo.

La soluzione della prima parte del problema richiede, tra l'altro, la elaborazione statistica dei dati disponibili sui terremoti che nel passato hanno interessato la regione all'esame. Fenomeni di questo tipo non possono essere trattati in modo deterministico in quanto le conoscenze dei fenomeni stessi e delle cause che li hanno originati non sono adeguate. E' allora necessario affidarsi ad una elaborazione statistica degli eventi passati, nell'intento di formulare previsioni di tipo probabilistico per quelli futuri.

A questa elaborazione sono generalmente associate altre indagini i cui risultati possono fornire informazioni di particolare importanza per la valutazione dell'intensità del terremoto cui fare riferimento per il progetto delle costruzioni. Tali indagini possono riguardare:

a) la determinazione delle condizioni litiologiche, stratigrafiche idrologiche e geologiche della regione;

b) la identificazione delle strutture tettoniche presenti nella regione;

c) valutazione del comportamento, durante i precedenti terremoti, dei materiali geologici della superficie e degli strati giacenti sotto il sito;

d) correlazione, quando possibile, degli epicentri e delle zone macrosismiche di più alta intensità con le strutture tettoniche collocate nella regione;

e) valutazione se faglie eventualmente presunte debbano essere considerate attive e, in questo caso, si dovrà determinare:

1) la lunghezza della faglia;

2) la relazione della faglia con le strutture tettoniche della regione;

3) la natura, l'entità e la storia geologica degli spostamenti lungo la faglia, con particolare riferimento alla valutazione del massimo spostamento riferito a ciascun terremoto lungo la faglia.

Attraverso le indagini e gli studi sopra indicati sarà possibile determinare il massimo terremoto che può statisticamente verificarsi durante la vita nominale delle costruzioni.

Particolare importanza riveste, ai fini della soluzione del problema, la elaborazione statistica degli eventi sismici passati. Tale elaborazione viene normalmente effettuata facendo riferimento alla "Teoria dei valori estremi", che consente l'elaborazione di una carta probabilistica degli estremi, nella quale sono riportati i valori della intensità dei terremoti in funzione del tempo di ritorno. Se, come quasi sempre si verifica un fenomeno di questo tipo, la funzione di ripartizione degli eventi è di tipo esponenziale (Figura 6.1), i punti rappresentativi dei terremoti massimi relativi a ciascun gruppo di n osservazioni sono sostanzialmente allineati.

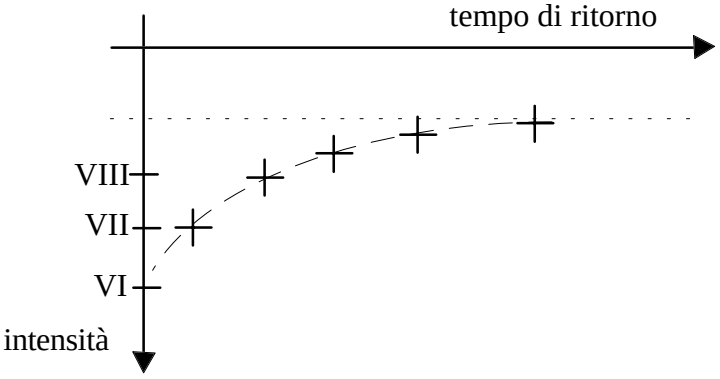


Figura 6.1: Funzione di ripartizione degli eventi.

Risulta allora possibile e relativamente attendibile una estrapolazione di dati storici per la valutazione del terremoto con un tempo di ritorno dell'ordine di 100 anni soprattutto in considerazione del fatto che le informazioni sui terremoti passati sono relativi a periodi di tempo comparabili con il tempo di ritorno del terremoto di progetto. Per una valutazione di prima grossolana approssimazione è possibile fare ricorso a relazioni nelle quali sono sintetizzate per una determinata zona sismica le informazioni riguardanti la frequenza e l'intensità dei terremoti. Tali informazioni sono generalmente condensate nella funzione N(M), definita come il numero medio dei terremoti con magnitudo maggiore di M che si verificano in un anno nella zona considerata.

L'analisi di numerosi dati sperimentali, basate su tecniche del tipo di quelle prima indicate, ha condotto a proporre la seguente semplice espressione

$$N(M) = 10^{A} \cdot 10^{-BM}$$

con A e B costanti caratteristiche per ciascuna regione.

Per regioni con caratteristiche simili all'Italia, i valori di A e di B riferiti mediamente ad una superficie di 10^6 km^2 sono i seguenti:

$$A = 6.13 \qquad B = 1.03$$

6.3 Valutazione del Terremoto di Progetto per gli Impianti Nucleari

6.3.1 Premessa

Le considerazioni precedentemente esposte si riferiscono a qualunque tipo di costruzione in zone sismiche. I criteri seguiti per la realizzazione degli impianti nucleari sono particolarmente severi in considerazione delle estrema gravità delle conseguenze che potrebbero derivare alle popolazioni in caso di evento sismico.

Tutte le strutture, sistemi e componenti rilevanti dal punto di vista della sicurezza nucleare e della protezione sanitaria sono classificati in categoria sismica. Tali parti dell'impianto devono essere progettate e verificate per resistere alle sollecitazioni dovute ai terremoti di riferimento A e B (TRA e TRB) in combinazione con altri carichi accidentali o normali dovuti ad eventi di origine interna od esterna all'impianto.

Nel progetto di un impianto nucleare si dovrà anche tenere conto degli eventuali effetti del TRA sulle fondazioni delle strutture dell'impianto, causati da cedimenti del terreno quali fratture, consolidamento differenziale, formazioni di crateri, liquefazione, frane ecc.

Per il progetto delle strutture, dei sistemi e dei componenti classificati in categoria sismica dovrà essere svolta una adeguata analisi dinamica, eccettuato il caso in cui si possa dimostrare che l'impiego di un metodo basato sul carico statico equivalente sia sufficientemente previdenziale. L'analisi dinamica dovrà tenere conto degli effetti dell'interazione suolo struttura e della durata prevista dal movimento vibratorio. Il progetto dell'impianto dovrà essere effettuato in modo tale che:

- qualora si verifichi sul sito un terremoto di intensità minore o uguale a quella del TRB, le conseguenze di tale evento siano tali da non compromettere il regolare esercizio dell'impianto stesso;
- qualora si verifichi sul sito un terremoto di intensità pari a quello del TRA, sia assicurato il funzionamento di tutti i sistemi necessari per spegnere il reattore e mantenere lo stesso in condizione di spegnimento sicuro.

In base a quanto sopra precisato le prescrizioni tecniche per l'esercizio dell'impianto stabiliranno quanto segue:

- nel caso in cui si verifichi sul sito un terremoto di intensità uguale o inferiore a quella del TRB l'impianto può essere mantenuto in normale esercizio;
- nel caso in cui si verifichi sul sito un terremoto di intensità superiore a quella del TRB è richiesto lo spegnimento automatico dell'impianto. Prima della nuova messa in funzione, il titolare della licenza in esercizio dovrà dimostrare agli organi di controllo che nessun danno si è verificato alle strutture sistemi e componenti classificati in categoria sismica.

Nella letteratura tecnica estera il TRA viene molto spesso indicato come DBE (Design Basic Earthquake - Terremoto Base di Progetto) o come SSE (Safety Shutdown Earthquake - Terremoto di spegnimento sicuro) ed il TRB come OBE (Operating Basic Earthquake - Terremoto Base di Esercizio).

La valutazione dei terremoti di riferimento TRA, TRB viene effettuata seguendo criteri elaborati sia negli USA [1], codificati nel 10 CFR 100 (riportato in Appendice), che in sede IAEA [2].

6.3.2 Moti Vibratori del Terremoto

Nel progetto di un impianto nucleare devono essere presi in considerazione gli effetti del moto vibratorio del terremoto causato dai terremoti di riferimento A e B. A tale fine si procede in primo luogo alla effettuazione delle indagini seguenti:

a) Individuazione della provincia tettonica comprendente il sito e di quelle limitrofe attraverso la:

- determinazioni delle condizioni litologiche, stratigrafiche, idrologiche e geologico-strutturali del sito e della regione circostante, compresa la sua storia geologica;
- identificazione e valutazione delle strutture tettoniche sottostanti il sito e la regione circostante il sito; tale valutazione dovrebbe portare in conto i possibili effetti prodotti dalle attività dell'uomo quali: estrazioni di fluidi minerali, carichi sul terreno prodotti da dighe e bacini artificiali.

b) Valutazione in base a studi litologici, stratigrafici e geologico-strutturali del comportamento durante i precedenti terremoti dei materiali geologici di superficie e degli strati giacenti sotto il sito.

c) Determinazione delle caratteristiche meccaniche (statiche e dinamiche) dei materiali sottostanti il sito. Può essere necessario includere anche le proprietà atte a determinare il comportamento del materiale sottostante durante i terremoti e le caratteristiche del materiale sottostante nel trasmettere i movimenti indotti dal terremoto alle fondazioni dell'impianto (velocità delle onde sismiche, densità, contenuto di acqua, porosità e resistenza ecc.).

d) Elenco di tutti i terremoti storici (riportati nelle cronache) che hanno interessato o che ragionevolmente si possa ritenere abbia interessato la provincia tettonica comprendente il sito e quelle limitrofe: Nell'elenco vanno citati la data del sisma, il valore misurato o valutato della magnitudo o dell'intensità più elevata e la posizione dell'epicentro o della zona macrosismica di più alta intensità. Può darsi che alcuni di tali parametri debbano essere valutati impiegando appropriate relazioni empiriche. Quando è necessario debbono essere considerate comparativamente anche le caratteristiche del materiale sottostante il punto epicentrale o la zona macrosismica di più alta intensità, con quelle del materiale sottostante il sito e rilevanti per la trasmissione del movimento vibratorio del terreno.

e) Correlazione, dove è possibile, degli epicentri o delle zone macrosismiche di più alta intensità dei terremoti storici con le strutture tettoniche collocate anche parzialmente nella provincia tettonica comprendente il sito o in quelle limitrofe. Nel caso in cui tale correlazione non sia possibile gli epicentri o le zone macrosismiche di più alta intensità vanno associati all'intera provincia tettonica di cui fanno parte.

f) Per le faglie, una qualsiasi parte delle quali si trovi entro la provincia tettonica comprendente il sito o in quelle limitrofe e che possa essere rilevante nello stabilire i terremoti di Riferimento dell'impianto, si dovrà stabilire se debbono essere considerate attive. Nelle norme applicative dei criteri contenuti in questo documento sarà indicato il metodo per determinare quali faglie possono essere importanti nella definizione dei Terremoti di riferimento.

g) Per le faglie, qualunque parte delle quali si trovi entro la provincia tettonica comprendente il sito o in quelle limitrofe, che possono essere importanti nella definizione dei Terremoti di riferimento dell'impianto e che siano considerate attive, si dovrà determinare possibilmente:

1. la lunghezza della faglia;
2. la relazione della faglia con le strutture tettoniche della regione;
3. la natura, l'entità e la storia geologica degli spostamenti lungo la faglia, includendo, particolarmente, l'entità, stimata, del massimo spostamento quaternario riferito a ciascun terremoto lungo la faglia.

6.3.3 Determinazione dei Terremoti di Riferimento

6.3.3.1 Terremoto di Riferimento A (TRA)

Il terremoto di riferimento A sarà identificato valutando, attraverso le informazioni sismiche e geologiche ottenute il massimo terremoto potenziale da associare sia alle strutture tettoniche collocate anche parzialmente nella provincia tettonica comprendente il sito, sia alla provincia stessa e a quelle limitrofe, per mezzo dei seguenti metodi:

a) Metodo sismotettonico

   Sulla base delle informazioni disponibili, ed in particolare per le faglie attive, delle informazioni di cui al punto g), si impiegano opportuni criteri empirici che diano indicazioni sul massimo terremoto potenziale che una determinata struttura tettonica o provincia tettonica è capace di generare.

a) Metodo statistico

   Si effettua una ragionevole estrapolazione statistica dei dati disponibili relativi all'intensità dei terremoti storici, sulla base di un valore di probabilità tale che la probabilità dell'incidente nucleare associato al terremoto così determinato sia dello stesso ordine di grandezza di quello dell'incidente di origine interna ipotizzabile per l'impianto proposto.

I due metodi saranno impiegati in alternativa a seconda della completezza dei dati e delle informazioni disponibili.

Qualora le informazioni e i dati disponibili non siano sufficienti per applicare i metodi sopra indicati con un ragionevole grado di confidenza, l'intensità del massimo terremoto potenziale da associare alle strutture o provincie tettoniche sarà determinato aumentando di grado l'intensità, in scala Mercalli o Mercalli Modificata, del massimo terremoto storico verificatosi in ciascuna di esse.

Il terremoto che causa la massima accelerazione vibratoria sul sito sarà il terremoto di riferimento A (TRA) dell'impianto che dovrà essere costituito sul sito proposto. Il TRA sarà definito, oltre che dalla massima accelerazione vibratoria del terreno, anche da uno spettro di risposta, oppure da un'appropriata legge di variazione temporale dell'accelerazione prescelta sulla base di registrazioni di terremoti storici di interesse per il sito e modificata per tenere conto delle caratteristiche locali nel sito stesso.

6.3.3.2 Terremoto di Riferimento B (TRB)

Il terremoto di riferimento B sarà identificato valutando, attraverso le informazioni sismiche e geologiche ottenute secondo quanto prima descritto, il massimo terremoto storico verificatosi lungo le strutture tettoniche collocate anche parzialmente nella provincia tettonica comprendente il sito e in quelle limitrofe, e tenendo presente il criterio che tale terremoto può realmente verificarsi durante la vita dell'impianto.

Il terremoto che causa la massima accelerazione sul sito sarà il Terremoto di riferimento B (TRB) dell'impianto che dovrà essere costruito sul sito proposto.

Il TRB sarà definito oltre che dalla massima accelerazione vibratoria del suolo anche da uno spettro di risposta, come sarà specificato dalle norme applicative ai presenti criteri, oppure da un'appropriata legge di variazione temporale dell'accelerazione prescelta sulla base di registrazioni di terremoti storici di interesse per il sito e modificato per tener conto delle caratteristiche locali del sito stesso.

6.3.4 Determinazione delle Massime Accelerazioni Vibratorie sul Sito

Le massime accelerazioni vibratorie sul sito per il massimo terremoto potenziale e per il massimo terremoto storico associati alle strutture tettoniche e alle provincie tettoniche saranno valutate impiegando, a seconda dei casi, le seguenti procedure:

a) Nel caso in cui gli epicentri o le zone macrosismiche dei terremoti storici di più elevata intensità possano essere correlati lungo le strutture tettoniche collocate anche parzialmente nella provincia tettonica comprendente il sito, si assume che il massimo terremoto avvengano nel punto della struttura più vicina al sito. Le accelerazioni sul sito saranno determinate tenendo conto di opportuna correlazione tra l'accelerazione e l'intensità o la magnitudo, nonché di un'opportuna legge di attenuazione dell'intensità e delle caratteristiche dei materiali sottostanti il sito.

b) Nel caso in cui gli epicentri o le zone macrosismiche dei terremoti storici di più elevata intensità non possano essere ragionevolmente correlate con le strutture tettoniche, ma siano stati riferiti all'intera provincia nella quale il sito è situato, si assume che il massimo terremoto potenziale e il massimo terremoto storico avvengano sul sito. Le accelerazioni sul sito saranno determinate tenendo conto di un'opportuna correlazione tra l'accelerazione e l'intensità o la magnitudo, nonché delle caratteristiche dei materiali sottostanti il sito.

c) Nel caso in cui gli epicentri o le zone macrosismiche di più elevata intensità dei terremoti storicamente riportati non possono essere ragionevolmente associati a strutture tettoniche nelle quali il sito non è situato, si assume che il massimo terremoto potenziale ed il massimo terremoto storico avvengano nel punto più vicino al sito lungo il confine della provincia tettonica. Le accelerazioni sul sito saranno determinate tenendo conto di un'opportuna correlazione tra l'accelerazione e l'intensità o la magnitudo, nonché di un'opportuna legge di attenuazione dell'intensità o dell'accelerazione con la distanza e delle caratteristiche dei materiali sottostanti il sito.

L'applicazione delle procedure suddette richiede, come è stato detto, la individuazione di adeguate correlazioni tra intensità o magnitudo del terremoto e le accelerazioni del suolo nonché la disponibilità di opportune leggi per la valutazione dell'attenuazione con la distanza delle caratteristiche del terremoto stesso.

I metodi proposti per tale valutazione sono abbastanza numerosi e questa sola constatazione dà immediatamente un'idea sulle incertezze che ancora sussistono. In linea generale si possono suddividere i metodi proposti in relazione alle informazioni disponibili che possono riguardare grandezze strumentate (accelerogrammi) oppure, più spesso, valori dell'intensità espressa nelle diverse scale macrosismiche.

Nel primo caso i metodi più comunemente impiegati sono quattro:

1) Metodo di Blume
2) Metodo di Wiggins
3) Metodo di Housner
4) Metodo di Kanai

6.3.4.1 Metodo di Blume

Questo metodo permette la valutazione dell'accelerazione massima che, per un terremoto di data magnitudo, si verifica su un sito il cui comportamento del suolo possa essere caratterizzato dal prodotto:

$$\rho V_s$$

dove:

ρ densità del terreno

V_s velocità delle onde di taglio.

Questo metodo utilizza la correlazione di Gutemberg tra magnitudo e accelerazione del terreno su roccia all'epicentro:

$$\log a_o = -\bar{b} + 0.81M - 0.027M^2$$

nella quale il coefficiente $\bar{b}$ è una funzione del prodotto ρV_s.

Il valore di $\bar{b}$ si ottiene utilizzando il grafico riportato nella Figura 6.2. Tale grafico è stato ricavato da Blume utilizzando dati sperimentali relativi alla California.

Il valore dell'accelerazione ad una certa distanza dall'epicentro viene valutata utilizzando la seguente correlazione:

$$a = a_o \frac{1}{1+\left(\frac{\Delta}{h}\right)^2}$$

dove:

Δ distanza dall'epicentro

h profondità del fuoco del terremoto (ipocentro).

6.3.4.2 Metodo di Wiggins

Il metodo di Wiggins parte dalla determinazione dell'energia del terremoto, valutata, in funzione della magnitudo, con una correlazione sviluppata da Gutemberg e Richter per la California (è dubbia la sua estrapolazione a Paesi diversi dalla California):

$$\log E = 9.4 + 2.14M - 0.054M^2$$

Calcolato il valore dell'energia si determina la velocità massima con una correlazione semi-empirica del tipo:

$$V_{max} = \frac{K\sqrt[3]{E}}{R^{1.37}}$$

essendo:

K parametro, funzione del prodotto ρV_s che, secondo Wiggins può essere espresso dalla relazione:

$$K = \frac{1{,}14 \times 10^{-3}}{\rho V_s^{0.5}}$$

R distanza ipocentrale.

Successivamente il valore dell'accelerazione massima viene calcolato con la relazione:

$$\frac{a_{max}}{V_{max}} = 82.6 - 7.59M - 0.025R$$

Infine determina il valore dello spostamento massimo con la relazione:

$$\frac{A_{max}}{V_{max}} = -25.37 + 9.94M - 0.2R$$

6.3.4.3 Metodo di Housner

Questo metodo, molto sintetico, si basa sull'impiego di diagrammi, ricavati dai dati forniti dagli "strong motions" installati negli USA che forniscono i valori delle accelerazioni in funzione della magnitudo e della distanza del sito dalle faglie da cui il terremoto è stato arginato.

I risultati ottenuti con questo metodo si sono rivelati alquanto incerti.

6.3.4.4 Metodo di Kanai

L'autore ha osservato, in accordo con altri sismologi, che il valore della velocità massima del suolo durante un terremoto è meglio correlabile con il valore della magnitudo di quanto non sia il valore dell'accelerazione massima che, nel campo di interesse, varia molto al variare della frequenza.

Partendo da questa considerazione, l'Autore ha sviluppato la seguente correlazione che fornisce il valore della velocità massima del suolo in funzione della magnitudo e della profondità ipocentrale:

$$\log V_O = 0.61M - \left(1.66 + \frac{3.60}{R}\right)\log R - \left(0.631 + \frac{1.83}{R}\right)$$

Nota la frequenza propria delle onde sismiche che viene ricavata utilizzando un grafico che fornisce tale valore in funzione della magnitudo e della distanza dalla faglia, è possibile ricavare l'accelerazione stessa mediante la relazione:

$$a_O = \frac{1}{T}\left\{0.61M - \left(1.66 + \frac{3.60}{R}\right)\log R - \left(0.631 + \frac{1.83}{R}\right)\right\}$$

dove:

T periodo predominante delle onde sismiche.

Il valore di T si ricava utilizzando il grafico riportato nella Figura 6.3.

I metodi suddetti attraverso i quali si perviene alla valutazione della massima accelerazione quando sono note le magnitudo M, la distanza dall'ipocentro e le caratteristiche del terreno, condensate nel prodotto ρV_s, sono stati sottoposti ad alcune critiche, le principali delle quali sono le seguenti:

1) la magnitudo non rappresenta l'indice più significativo del grado di distruttività del terremoto in quanto:
   - si ha l'impressione che, per una data magnitudo, i terremoti più superficiali producano all'epicentro danni più gravi e valori delle accelerazioni più elevati;
   - l'energia rilasciata durante il terremoto può svilupparsi secondo direzioni preferenziali;
2) la schematizzazione del comportamento del suolo mediante il solo prodotto ρV_s od il periodo dominante per le onde sismiche, non è adeguata;
3) il numero di terremoti per i quali si hanno dati sperimentali è molto piccolo rispetto a quelli per i quali si conoscono i valori delle intensità e quindi la statistica che ne deriva è estremamente limitata ed in alcuni Paesi addirittura impossibile.

Considerate tutte le incertezze sopra sommariamente indicate, vengono normalmente utilizzate correlazioni che permettono di ricavare il valore dell'accelerazione massima del suolo in funzione dell'intensità del terremoto di riferimento.

Numerose scale sono state proposte e adottate per al misura dell'intensità del terremoto di riferimento (circa 50). Ricordiamo tra queste la scala Mercalli e la scala Mercalli Modificata.

Nel 1883 De Rossi e Forel proposero una scala di intensità dei terremoti, suddivisa in dieci gradi a ciascuno dei quali corrispondono specifici effetti del terremoto sulle costruzioni e sull'ambiente naturale.

La scala preposta da De Rossi fu aggiornata e perfezionata nel 1902 da Mercalli e, successivamente, da altri Autori. E' ancora oggi diffusamente impiegata, specialmente in Europa, nella versione nota come scala Mercalli-Cancani-Sieberg, in dodici gradi, pubblicata nel 1923.

Altra versione molto nota ed usata, specialmente negli USA, è la "Modified Mercalli Scale" (comunemente indicata con il simbolo MM) pubblicata da Wood e Neumann nel 1931.

Per quanto riguarda la determinazione dell'accelerazione in funzione dell'intensità, numerose sono le correlazioni proposte. Tra queste ricordiamo le seguenti:

Correlazione di Cancani:

$$\log a = \frac{I}{3} - 1$$

Correlazione di Richter:

$$\log a = \frac{I}{3} - 0.5$$

Correlazione di Neumann:

$$\log a = 0.31\, I - 0.04$$

In tutte le tre correlazioni le intensità sono espresse in gradi della scala M.M. ed i valori delle accelerazioni sono espressi in cm/s^2.

Nella Figura 6.4 sono esplicate in forma grafica le correlazioni suddette.

Un'analisi critica delle correlazioni proposte ed un confronto tra i valori così ottenuti con quelli disponibili da informazioni strumentali ha chiaramente messo in luce che vi è una grande dispersione. Ciò non deve meravigliare se si pensa alla stessa definizione di intensità, di grandezza legata agli effetti dei terremoti, ma non direttamente alle caratteristiche dei terremoti stessi.

Nella Figura 6.5 è riportato un grafico riassuntivo del quale si può dedurre il valore dell'accelerazione massima del suolo in funzione della magnitudo o dell'intensità del terremoto, facendo riferimento alle diverse correlazioni proposte.

Dall'esame del grafico si può facilmente constatare che, a pari valore della magnitudo o dell'intensità, le diverse correlazioni forniscono valori dell'accelerazione molto differenti. Questo dimostra che lo stato attuale delle conoscenze è, a tutt'oggi, tutt'altro che soddisfacente.

Questa constatazione giustifica appieno la necessità delle installazione nelle diverse regioni di adeguate reti, attrezzate con sismografi e sismoscopi, che potranno fornire informazioni di importanza decisiva per la corretta definizione delle caratteristiche del terremoto che deve essere preso a riferimento per il progetto delle costruzioni.

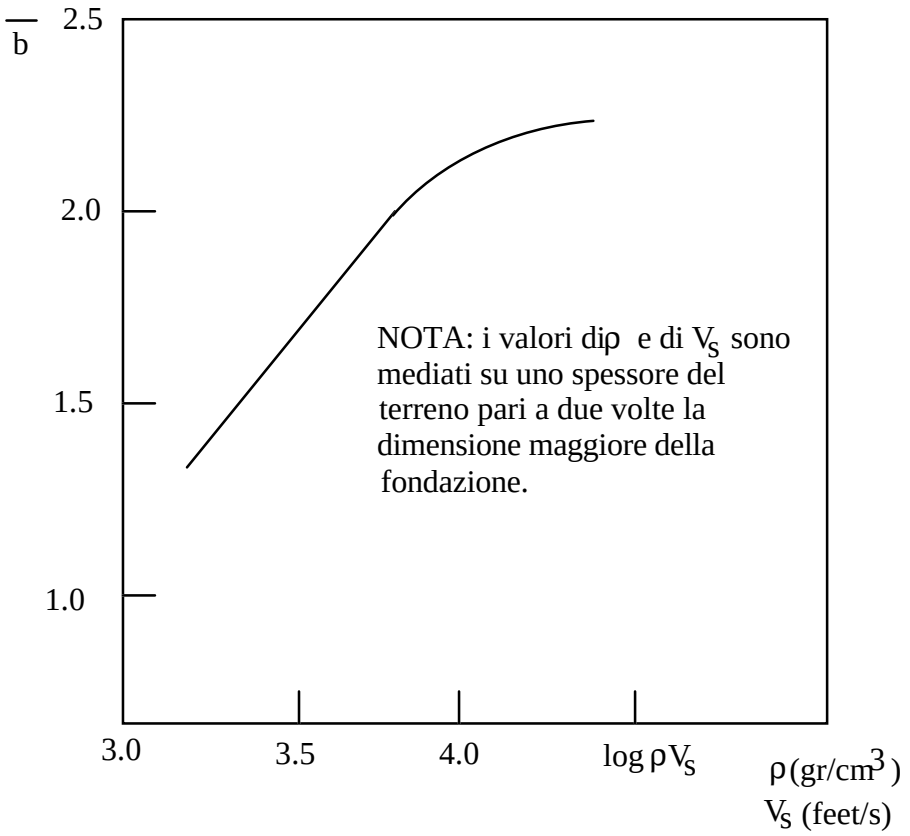


Figura 6.2: Dati per il Meto di Blume.

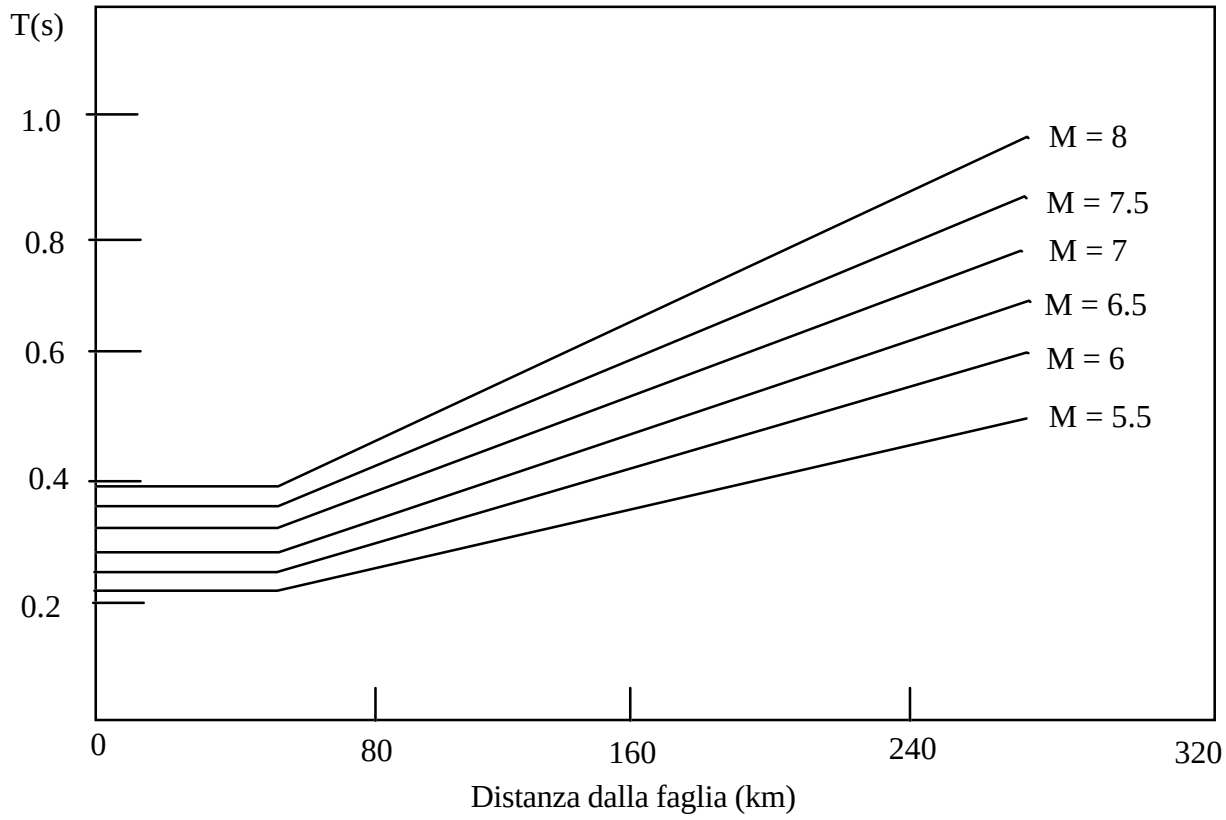


Figura 6.3: Dati per il metodo di Kanai.

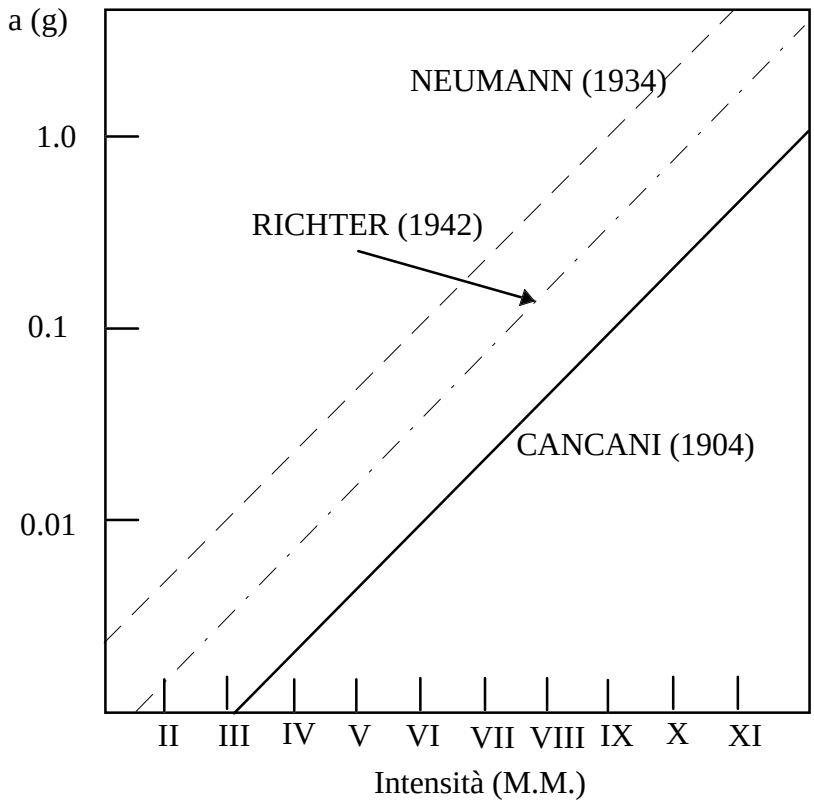


Figura 6.4: Confronto fra correlazioni di intensità ed accelerazione al suolo.

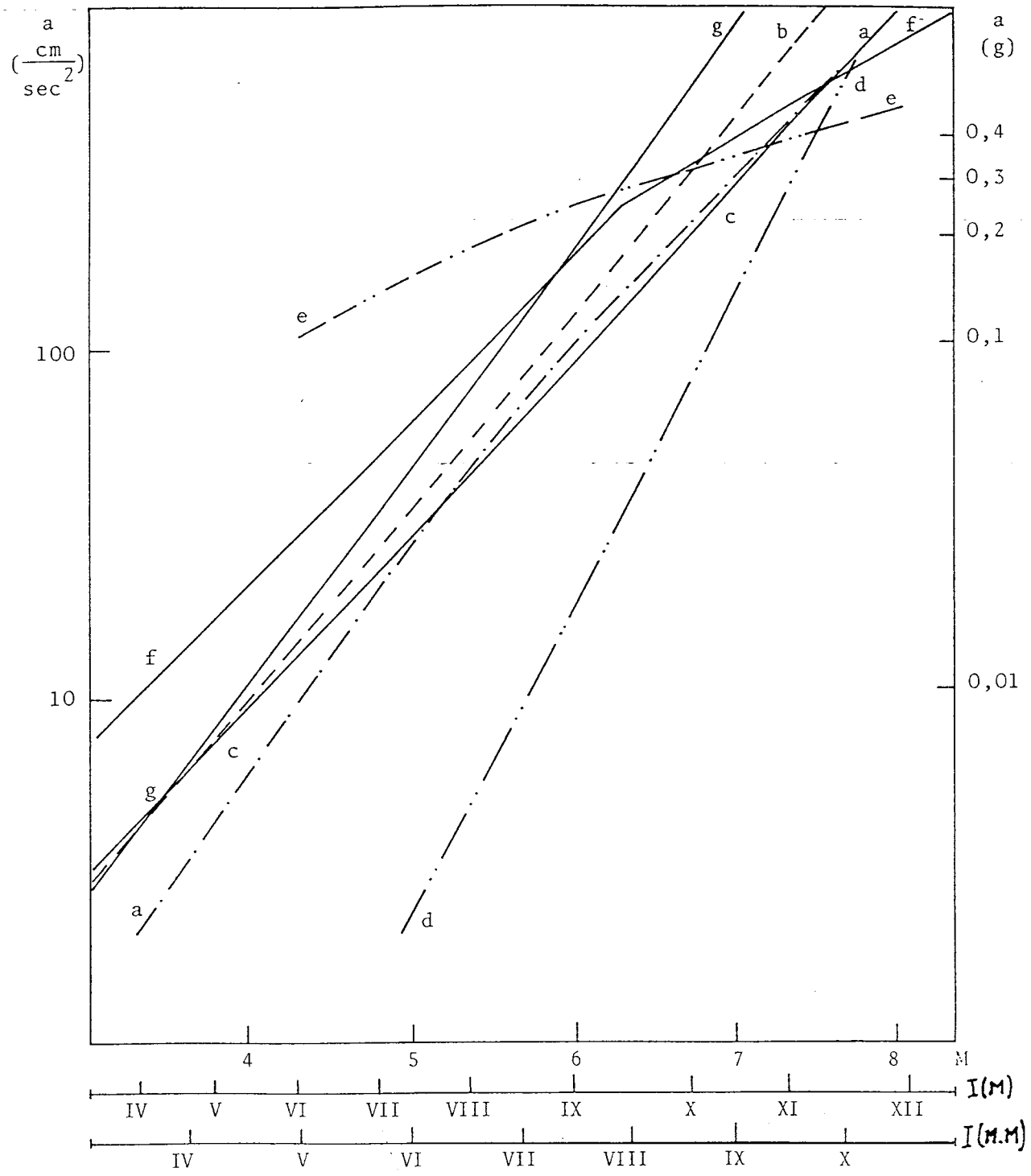


Figura 6.5: Accelerazione del suolo in funzione della Magnitudo M o dell'intensità I.

a) Cancani-Sieberg, b) Richter, c) Gutemberg-Richter, d) Mercalli-Peronaci, e) Housner, f) USCGS, g) Heeshberger

a) è riferita alla scala Mercalli; b) e f) alle intensità nella scala M.M.; c), d), e) g) alla Magnitudo.

ESEMPIO

Valutazione del terremoto di progetto della centrale elettronucleare di Diablo Canyon in California, effettuata impiegando il metodo di Blume

L'analisi sismotettonica della regione circostante il sito e di quelle limitrofe ha portato alla individuazione dei seguenti terremoti (Figura 6.6):

A) Terremoto di magnitudo 8½ collegato alla faglia di san Andreas, trasportato lungo la stessa nel punto più vicino al sito (Δ = 48. miglia; h = 17. miglia)

B) Terremoto di magnitudo 7¼ collegato al sistema di faglie NACIMIENTO, trasportato lungo lo stesso nel punto più vicino al sito (Δ = 20. miglia; h = 17. miglia)

C) Terremoto di magnitudo 7½ collegato al sistema di faglie di Santa Inez, trasportato lungo lo stesso nel punto più vicino al sito (Δ = 50. miglia; h = 17. miglia)

D) Terremoto di magnitudo 6¾ con epicentro nel sito, dovuto a piccole faglie attivate da grossi terremoti che si possono verificare lungo la faglia di San Andreas.

La curva riportata nella Figura 6.7, ricavata da Blume su basi sperimentali, fornisce per la California il valore del fattore di sito $\bar{b}$ in funzione del log (ρV_s).

I valori medi delle densità ρ e delle velocità delle onde di taglio V_s del terremoto sottostante al sito i seguenti:

$\rho = 2.3$ gr/cm^3

$V_s = 2{,}500.$ ft/s

$\log (\rho V_s) = 3.76$

Utilizzando la curva di Figura 6.7 si ottiene

$\bar{b} = 1.95$

Utilizzando la relazione di Gutemberg:

$$\log a_o = - \bar{b} + 0.81\ M - 0.027\ M^2$$

si può ricavare il valore a_o per i quattro terremoti considerati.

Nella Figura 6.8 sono riportate le curve che danno direttamente il valore di a_o in funzione di M per differenti valori del fattore di sito $\bar{b}$.

Si ha in dettaglio:

Terremoto A $a_o = 0.95$ g

Terremoto B $a_o = 0.30$ g

Terremoto C $a_o = 0.42$ g

Terremoto D $a_o = 0{,}20$ g

L'accelerazione sul sito viene determinata impiegando la formula di attenuazione:

$$a = \frac{a_o}{1+\left(\frac{\Delta}{h}\right)^2}$$

I quattro terremoti considerati produrrebbero pertanto sul sito le seguenti accelerazioni:

Terremoto A a = 0.10 g

Terremoto B a = 0.12 g

Terremoto C a = 0.05 g

Terremoto D a = 0.20 g

E' stato pertanto assunto come Terremoto base di progetto il terremoto D.

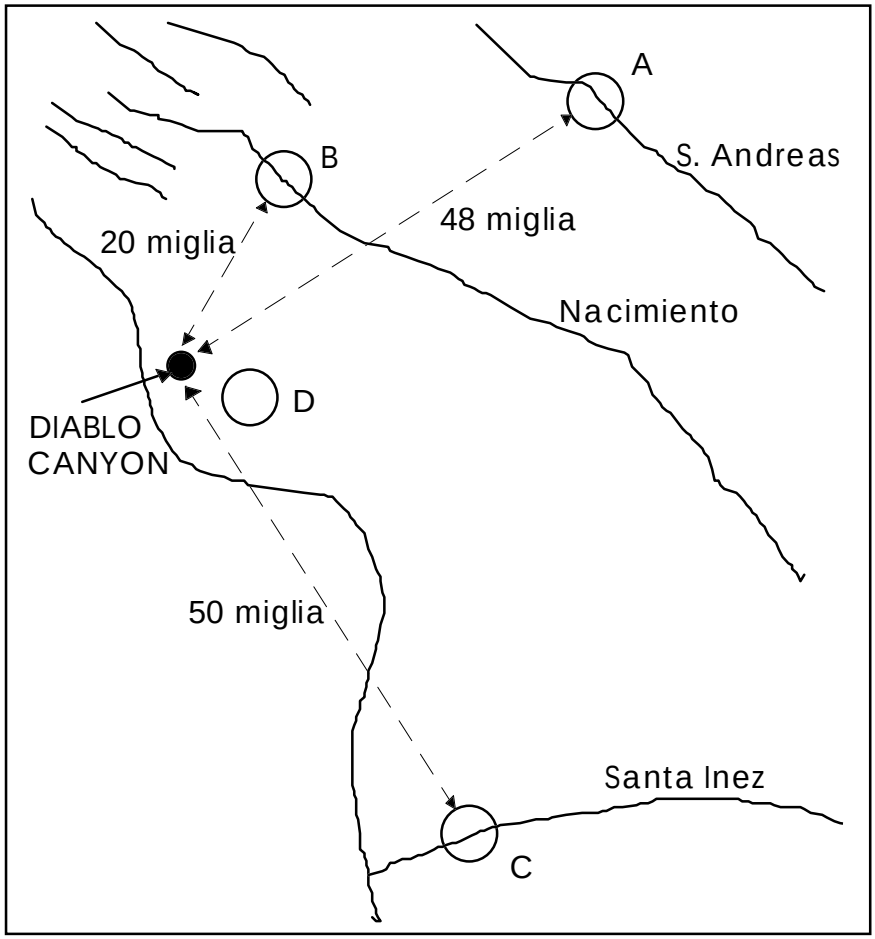


Figura 6.6: Terremoti di riferimento per la centrale di Diablo Canyon.

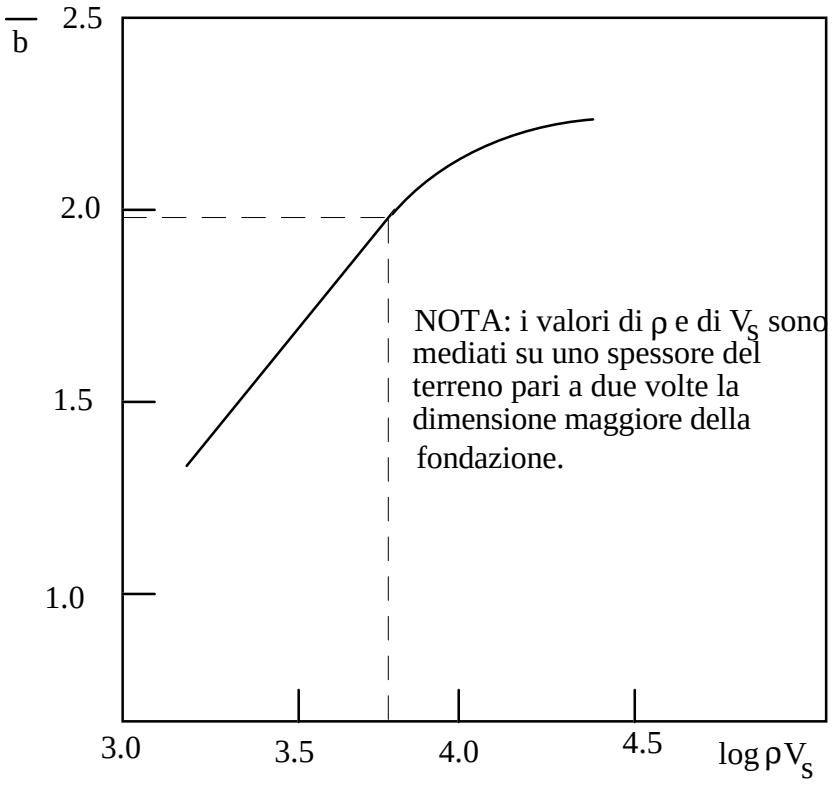


Figura 6.7: Fattore di sito $\bar{b}$ in funzione di log (ρV_s).

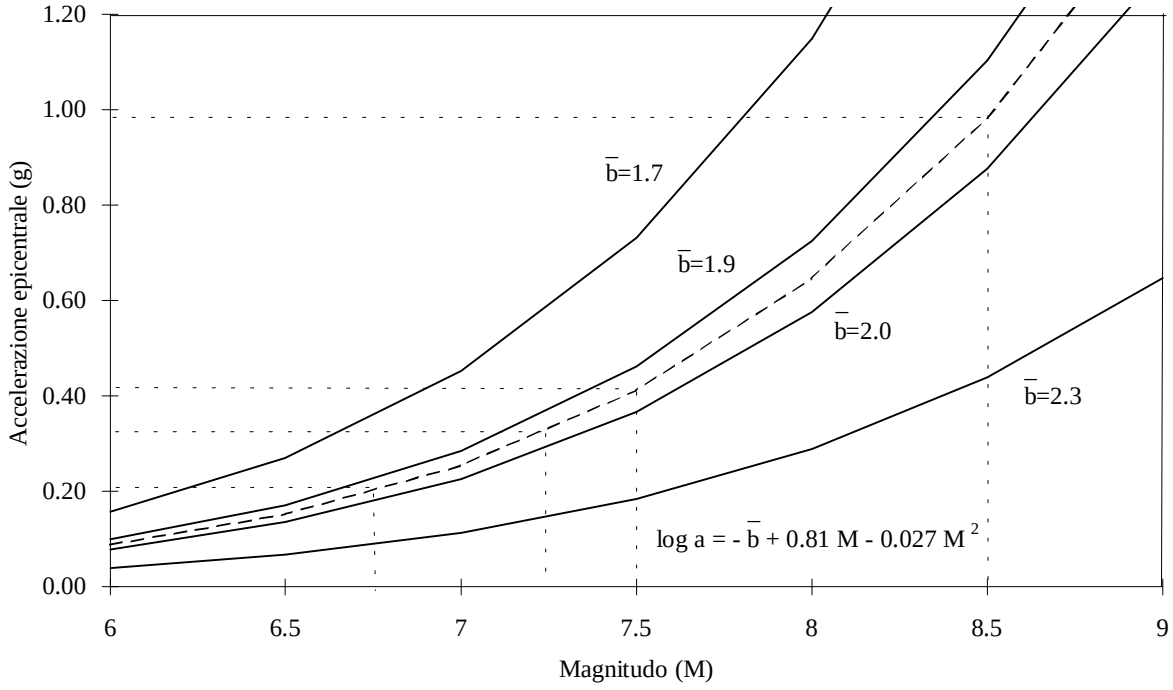


Figura 6.8: Accelerazione epicentrale in funzione della magnitudo.

6.3.5 Spettro di Risposta e Spettro di Progetto

6.3.5.1 Generalità

Si definisce "spettro di risposta" un diagramma nel quale viene riportata, in funzione del periodo proprio di oscillazione, l'ampiezza massima della risposta di un oscillatore lineare semplice di dato smorzamento ad uno specifico moto del terreno.

Per la determinazione di tale diagramma, occorre premettere brevi richiami sulla risposta di un sistema lineare ad una eccitazione di tipo sismico.

Consideriamo il sistema rappresentato in Figura 6.9. Sia:

m la massa oscillante;

K la costante elastica complessiva dei sostegni;

b la costante di smorzamento;

x lo spostamento della massa rispetto al terreno;

y lo spostamento del terreno.

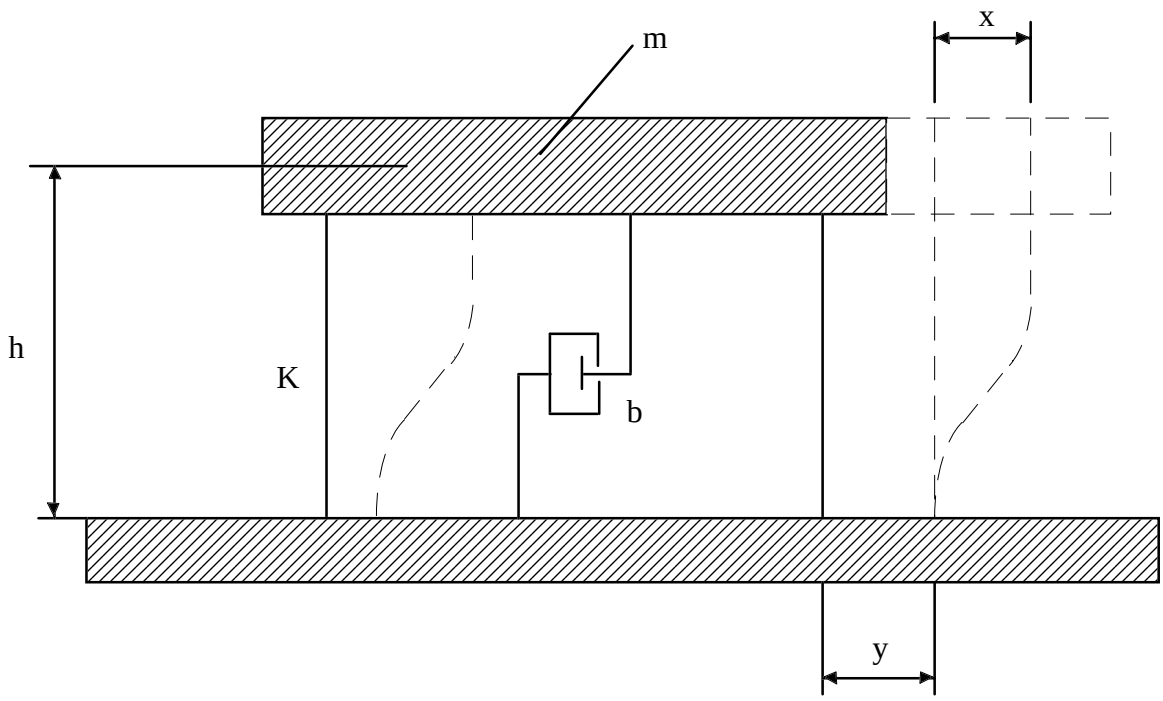


Figura 6.9: Sistema elementare.

Se gli spostamenti di ogni punto della struttura rispetto al terreno si mantengono piccoli rispetto ad h, il sistema ha un solo grado di libertà, e si potrà scrivere:

$$m(\ddot{x} - \ddot{y}) + b\dot{x} + Kx = 0$$

$$m\ddot{x} + b\dot{x} + Kx = m\ddot{y}(t)$$

Se all'istante iniziale il sistema è in quiete $[\, x(0) = 0;\ \dot{x}(0) = 0 \,]$ la soluzione dell'equazione è fornita dall'integrale di Duhamel:

$$(1) \qquad x(t) = \frac{1}{m\omega_0\left(1-\nu^2\right)} \int_0^t m\ddot{y}(\tau) e^{\nu\omega_0(t-\tau)} \text{ sen } \left[\omega_o \sqrt{1-\nu^2}(t-\tau)\right] d\tau$$

dove:

$\omega_0 = \sqrt{\frac{K}{m}}$ pulsazione propria del sistema non smorzato;

$\nu = \frac{b}{2\sqrt{Km}}$ fattore di smorzamento (rapporto tra il coefficiente di smorzamento e lo smorzamento critico del sistema $2\sqrt{Km}$).

Ricordando che $\omega_o = \frac{2\pi}{T_o}$ (T_o = periodo proprio del sistema) la (1), tenendo conto delle condizioni iniziali prima precisate, si può scrivere nella forma:

$$x(t) = \frac{T_o}{2\pi\sqrt{1-\nu^2}} \int_0^t \ddot{y}(\tau) e^{-2\pi(t-\tau)/T_o} \text{ sen } \left[\frac{2\pi}{T_o}\sqrt{1-\nu^2}(t-\tau)\right] d\tau$$

che fornisce la risposta x(t) alla perturbazione y in funzione delle caratteristiche T_o e ν del sistema.

6.3.5.2 Spettro di Risposta

Il valore massimo dello spostamento x, x_{max}, si verifica quando l'integrale dell'espressione precedente assume il valore massimo. Indichiamo tale valore con S_v. Per una componente orizzontale $\ddot{y}$ del terremoto, il valore di S_v risulta funzione di T_o e di ν.

Dall'analisi delle registrazioni delle registrazioni ottenute con i moderni strumenti di misura, mediante l'impiego di calcolatori elettronici è possibile ricavare i valori di S_v in funzione di T_o e ν (i diagrammi così ottenuti rappresentano lo spettro di risposta nel terreno di esame).

Determinato il valore di S_v, si può immediatamente ricavare S_d:

$$S_d = x_{max} = \frac{T_o}{2\pi\sqrt{1-\nu^2}} S_v$$

poiché il valore di ν è sempre molto piccolo rispetto all'unità, si può scrivere, con buona approssimazione:

$$S_d = \frac{T_o}{2\pi} S_v$$

Il diagramma S_d (T_o, ν) rappresenta lo spettro di risposta in termini di spostamento.

La grandezza S_v che ha le dimensioni di una velocità si può ritenere con buona approssimazione, rappresentativa della velocità massima della massa rispetto al terreno:

$$S_v = \dot{x}_{max}$$

Con la stessa approssimazione si può calcolare la massima accelerazione:

$$S_a = \left(\ddot{x} - \ddot{y}\right)_{max} = \frac{2\pi}{T_o} S_v$$

Lo spettro di risposta S_v può essere rappresentato nel modo seguente (Figura 6.10).

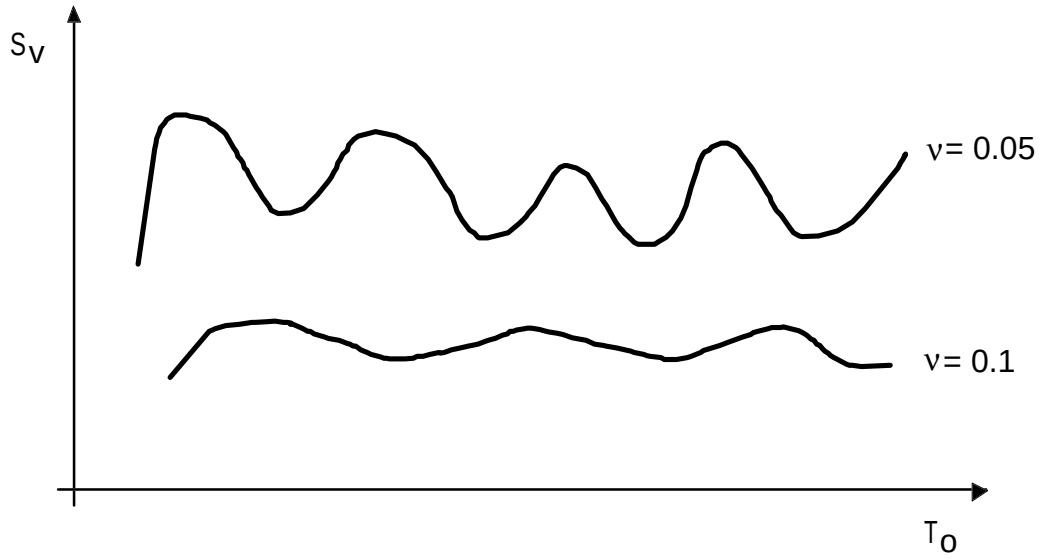


Figura 6.10: Spettro di risposta.

Generalmente, però, viene usata una rappresentazione leggermente diversa da quella prima indicata, che consente di leggere direttamente sul diagramma gli spostamenti, le velocità e le accelerazioni massime.

Nella Figura 6.11 si riporta, a titolo di esempio, lo spettro di risposta di un terremoto.

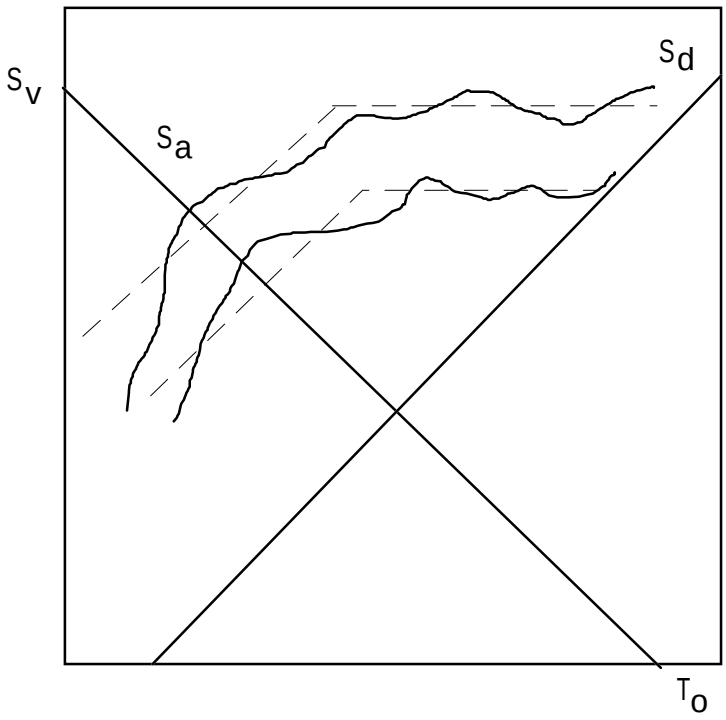


Figura 6.11: Spettro di risposta di un terremoto.

Come appare dal diagramma sopra riportato, le grandezze T_o e S_v sono riportate, rispettivamente sulle ascisse e sulle ordinate, in scala logaritmica. Sul piano sono tracciate inoltre due famiglie di rette inclinate a 45° per le accelerazioni S_a e per gli spostamenti S_d.

Se si riporta sul piano così suddiviso lo spettro di risposta di un terremoto, per diversi valori dello smorzamento ν, si può leggere direttamente spostamenti, velocità ed accelerazioni massime per un dato valore di T_o e di ν. In alcuni casi nei diagrammi di spettro viene riportata in ascissa la frequenza, misurata in cicli al secondo, invece del periodo proprio.

L'esame dello spettro di risposta sopra riportato suggerisce la possibilità di sostituire allo spettro definitivo uno spettro ideale costituito da spezzate bilatere; il primo lato della spezzata è sensibilmente parallelo all'asse S_d (S_a costante), il secondo lato è sensibilmente parallelo all'asse delle ascisse (S_v costante). Lo spettro così modificato prende il nome di spettro idealizzato.

Quando è ragionevolmente possibile, la idealizzazione dello spettro è estremamente utile in quanto consente una più facile elaborazione statistica di famiglie di spettri di risposta, essendo ciascuna curva dello spettro definita da un piccolo numero di parametri.

6.3.5.3 Normalizzazione di uno Spettro di Risposta

Facendo riferimento ad uno spettro di risposta in termini di accelerazione, vediamo che cosa s'intende per normalizzazione di uno spettro.

Da quanto sopra detto risulta evidente che se il sistema oscillante fosse infinitamente rigido ($K = \infty$) il periodo proprio T_o sarebbe uguale a zero. La massima risposta in termini di accelerazione di un sistema infinitamente rigido vincolato al terreno non potrebbe pertanto che essere uguale al valore massimo dell'accelerazione del terreno.

Premesso quanto sopra la normalizzazione dello spettro consiste nel dividere le ordinate dello spettro stesso per opportuni valori.

In particolare si ottiene la normalizzazione rispetto all'accelerazione massima del terreno quando tutte le ordinate vengono divise per l'accelerazione massima al suolo del terremoto stesso. Lo spettro normalizzato parte pertanto da una ordinata uguale a 1 per T=0. Lo spettro normalizzato prende anche il nome di "Forma Spettrale".

6.3.5.4 Spettro di Progetto

Lo spettro di progetto è lo spettro di un ipotetico terremoto al quale fare riferimento nel progetto delle costruzioni. Lo spettro di progetto si ottiene moltiplicando le ordinate di una forma spettrale di progetto per l'accelerazione del terremoto di progetto definito impiegando tecniche precedentemente esaminate.

La forma spettrale di progetto, espressa normalmente in forma idealizzata, è definibile da semplici relazioni ottenute dall'analisi, valutazione e combinazione statistica dei diversi spettri di risposta relativi ai terremoti che nella zona considerata si siano verificati nel passato.

Tale operazione è concettualmente piuttosto semplice; in verità in moltissime aree della terra diventa praticamente impossibile allo stato attuale, in quanto i terremoti dei quali si hanno le registrazioni complete, sono estremamente poco numerosi ed una combinazione statistica degli stessi potrebbe non avere nessun significato.

L'esperienza accumulata negli ultimi dieci anni negli Stati Uniti ha portato a definire una forma spettrale di progetto proposta da Newmark (Figura 6.12 e Figura 6.13) e che è stata recepita dall'Atomic Energy Commission nel Regulatory Guide 1.60 del dicembre 1973 [3]. Tale forma spettrale, che copre con buona approssimazione le forma spettrali dei numerosi terremoti analizzati, può non essere adeguata come forma spettrale del terreno di progetto in zone diverse dagli Stati Uniti.

Per quanto riguarda l'Italia, gli spettri di risposta dei terremoti verificatisi a Mignano Montelungo e Valfabbrica nel 1970 e 1971 ed, ultimamente, ad Ancona, mostrano che i valori massimi dell'amplificazione in accelerazione si hanno per periodi dell'ordine di 0.1 ÷ 0.2 s (5. ÷ 10. cps) mentre dalla formazione spettrale di Newmark i valori massimi di tale amplificazione si hanno per T_o = 0.4 s (f = 2.5 cps). Questa differenza può essere di particolare importanza ai fini del comportamento delle costruzioni, molte delle quali hanno periodi fondamentali propri abbastanza elevati e quindi, a pari valore dell'accelerazione massima al suolo, risultano maggiormente sollecitate per terremoti con spettri di risposta spostati verso le basse frequenze. Nell'attesa che attraverso una adeguata rete sismografica si possano avere maggiori informazioni sulle forme spettrali dei terremoti italiani, viene normalmente accettato per il progetto sismico delle strutture degli impianti nucleari lo spettro di Newmark sopra definito e, per le costruzioni normali, un coefficiente di risposta della struttura R espresso da:

$$R = \frac{0.862}{\sqrt[3]{T_o^2}} \qquad \text{per } T_o > 0.8 \text{ s}$$

$$R = 1 \qquad \text{per } T_o \leq 0.8 \text{ s}$$

essendo T_o il periodo fondamentale della struttura [4].

L'analisi modale che viene normalmente impiegata per l'analisi dinamica delle strutture richiede la conoscenza dei valori dello smorzamento da assegnare ai vari tipi di struttura. Si riportano i valori dello smorzamento, espressi in percento dello smorzamento critico, che vengono accettati dagli organi di controllo degli USA per la progettazione di strutture o componenti degli impianti nucleari (Tabella 6.6) [5].

Struttura o Componente	TRB	TRA
Apparecchiature e sistemi di tubazioni di grande diametro (∅ > 12 in)	2	3
Sistemi di tubazioni di piccolo diametro (∅ ≤ 12 in)	1	2
Strutture in acciaio, saldate	2	4
Strutture in acciaio, imbullonate	4	7
Strutture in calcestruzzo precompresso	2	5
Strutture in calcestruzzo armato	4	7

Tabella 6.6: Valori dello smorzamento ammessi per strutture e componenti di impianti nucleari (Regulatory Guide 1.61).

6.3.5.5 Bibliografia

[1] 10 CFR 100 "Sismic and Geological Siting Criteria" - 23/11/1973.

[2] IAEA "Earthquake Guidelines for Reactor Siting" - Vienna 1972.

[3] USAEC "Regulatory Guide 1.60" - Dicembre 1973.

[4] D.M. 3 Marzo 1975 "Approvazione delle norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche".

[5] USAEC "Regulatory Guide 1.61" - Ottobre 1973.

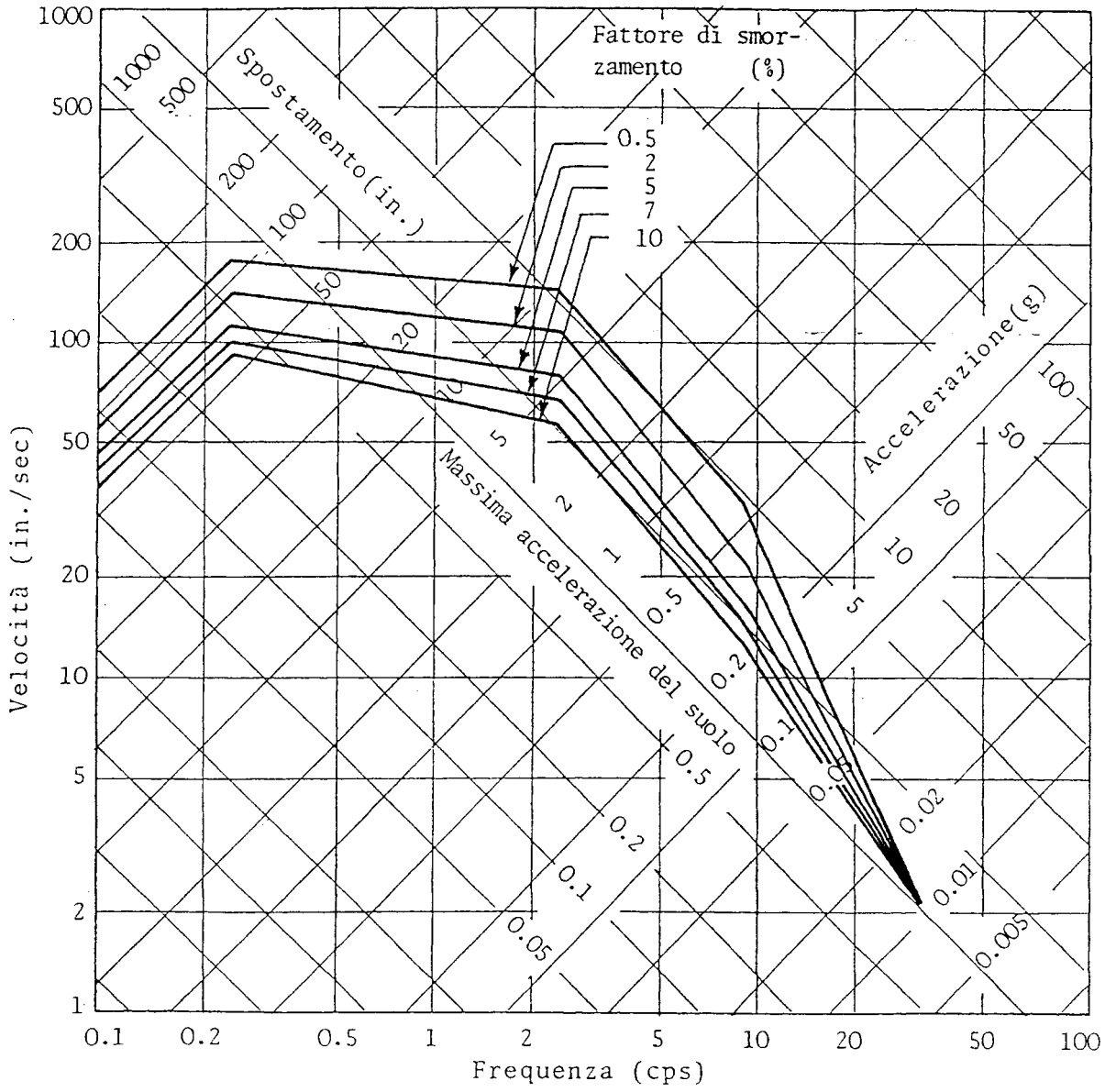


Figura 6.12: Spettro di progetto in direzione orizzontale.

Accelerazione orizzontale del suolo pari a 1. g

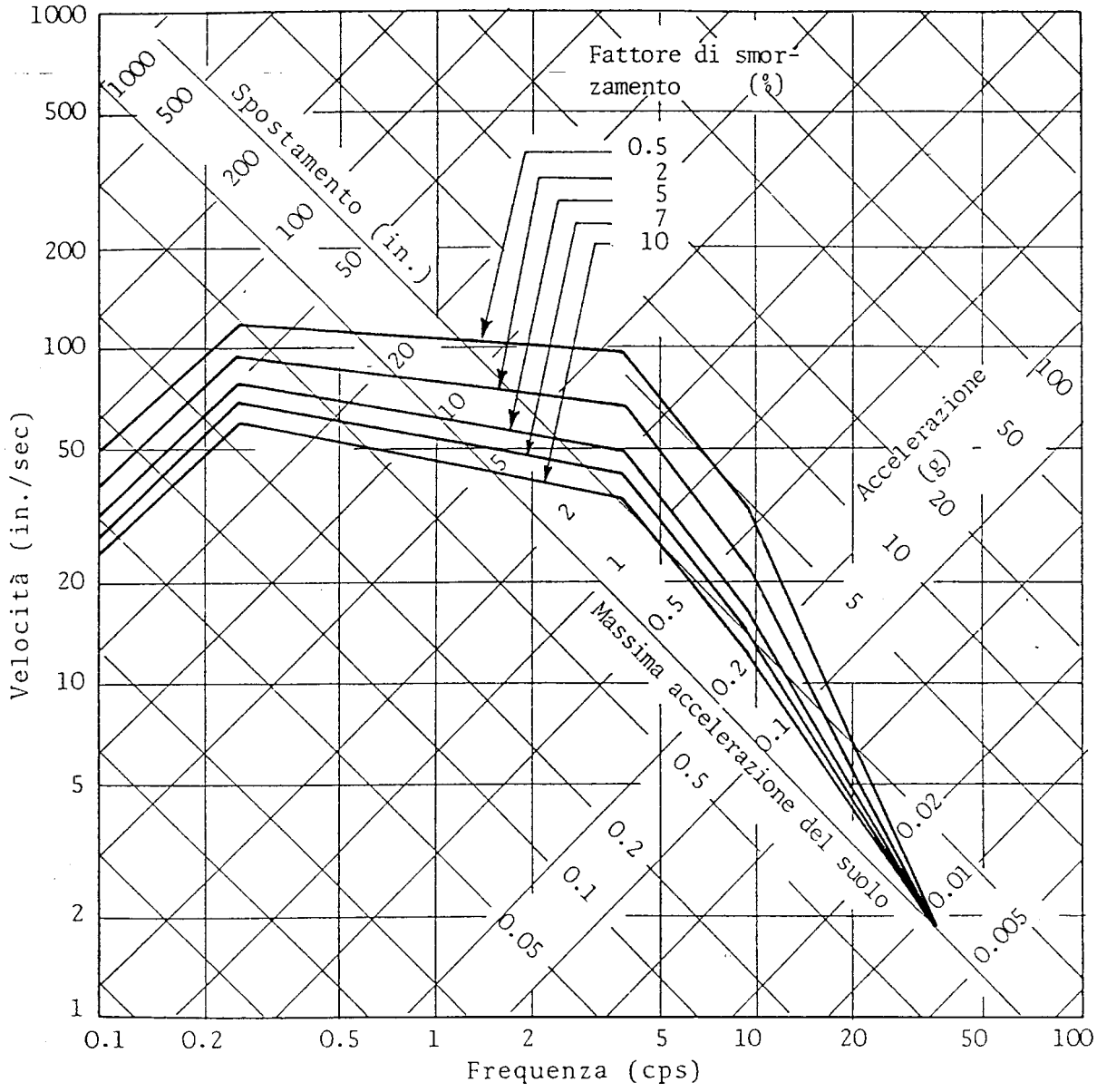


Figura 6.13: Spettro di progetto in direzione verticale.

Accelerazione orizzontale del suolo pari a 1. g

6.4 CFR Title 10 Part 100 - Reactor Site Criteria

Sec. 100.1 Purpose.

(a) It is the purpose of this part to describe criteria which guide the Commission in its evaluation of the suitability of proposed sites for stationary power and testing reactors subject to part 50 of this chapter.

(b) Insufficient experience has been accumulated to permit the writing of detailed standards that would provide a quantitative correlation of all factors significant to the question of acceptability of reactor sites. This part is intended as an interim guide to identify a number of factors considered by the Commission in the evaluation of reactor sites and the general criteria used at this time as guides in approving or disapproving proposed sites. Any applicant who believes that factors other than those set forth in the guide should be considered by the Commission will be expected to demonstrate the applicability and significance of such factors.

Sec. 100.2 Scope.

(a) This part applies to applications filed under part 50 of this chapter for stationary power and testing reactors.

(b) The site criteria contained in this part apply primarily to reactors of a general type and design on which experience has been developed, but can also be applied to other reactor types. In particular, for reactors that are novel in design and unproven as prototypes or pilot plants, it is expected that these basic criteria will be applied in a manner that takes into account the lack of experience. In the application of these criteria which are deliberately flexible, the safeguards provided - either site isolation or engineered features - should reflect the lack of certainty that only experience can provide.

Sec. 100.3 Definitions.

As used in this part:

(a) Exclusion area means that area surrounding the reactor, in which the reactor licensee has the authority to determine all activities including exclusion or removal of personnel and property from the area. This area may be traversed by a highway, railroad, or waterway, provided these are not so close to the facility as to interfere with normal operations of the facility and provided appropriate and effective arrangements are made to control traffic on the highway, railroad, or waterway, in case of emergency, to protect the public health and safety. Residence within the exclusion area shall normally be prohibited. In any event, residents shall be subject to ready removal in case of necessity. Activities unrelated to operation of the reactor may be permitted in an exclusion area under appropriate limitations, provided that no significant hazards to the public health and safety will result.

(b) Low population zone means the area immediately surrounding the exclusion area which contains residents, the total number and density of which are such that there is a reasonable probability that appropriate protective measures could be taken in their behalf in the event of a serious accident. These guides do not specify a permissible population density or total population within this zone because the situation may vary from case to case. Whether a specific number of people can, for example, be evacuated from a specific area, or instructed to take shelter, on a timely basis will depend on many factors such as location, number and size of highways, scope and extent of advance planning, and actual distribution of residents within the area.

(c) Population center distance means the distance from the reactor to the nearest boundary of a densely populated center containing more than about 25,000 residents.

(d) Power reactor means a nuclear reactor of a type described in Sec. 50.21(b) or Sec. 50.22 of this chapter designed to produce electrical or heat energy.

(e) Testing reactor means a testing facility as defined in Sec. 50.2 of this chapter.

Sec. 100.8 Information collection requirements: OMB approval.

(a) The Nuclear Regulatory Commission has submitted the information collection requirements contained in this part to the Office of Management and Budget (OMB) for approval as required by the Paperwork Reduction Act of 1980 (44 U.S.C. 3501 et seq.). OMB has approved the information collection requirements contained in this part under control number 3150-0093.

(b) The approved information collection requirements contained in this part appear in appendix A.

SITE EVALUATION FACTORS

Sec. 100.10 Factors to be considered when evaluating sites.

Factors considered in the evaluation of sites include those relating both to the proposed reactor design and the characteristics peculiar to the site. It is expected that reactors will reflect through their design, construction and operation an extremely low probability for accidents that could result in release of significant quantities of radioactive fission products. In addition, the site location and the engineered features included as safeguards against the hazardous consequences of an accident, should one occur, should insure a low risk of public exposure. In particular, the Commission will take the following factors into consideration in determining the acceptability of a site for a power or testing reactor:

(a) Characteristics of reactor design and proposed operation including:

(1) Intended use of the reactor including the proposed maximum power level and the nature and inventory of contained radioactive materials;

(2) The extent to which generally accepted engineering standards are applied to the design of the reactor;

(3) The extent to which the reactor incorporates unique or unusual features having a significant bearing on the probability or consequences of accidental release of radioactive materials;

(4) The safety features that are to be engineered into the facility and those barriers that must be breached as a result of an accident before a release of radioactive material to the environment can occur.

(b) Population density and use characteristics of the site environs, including the exclusion area, low population zone, and population center distance.

(c) Physical characteristics of the site, including seismology, meteorology, geology, and hydrology.

(1) Appendix A, 'Seismic and Geologic Siting Criteria for Nuclear Power Plants,' describes the nature of investigations required to obtain the geologic and seismic data necessary to determine site suitability and to provide reasonable assurance that a nuclear power plant can be constructed and operated at a proposed site without undue risk to the health and safety of the public. It describes procedures for determining the quantitative vibratory ground motion design basis at a site due to earthquakes and describes information needed to determine whether and to what extent a nuclear power plant need be designed to withstand the effects of surface faulting.

(2) Meteorological conditions at the site and in the surrounding area should be considered.

(3) Geological and hydrological characteristics of the proposed site may have a bearing on the consequences of an escape of radioactive material from the facility. Special precautions

should be planned if a reactor is to be located at a site where a significant quantity of radioactive effluent might accidentally flow into nearby streams or rivers or might find ready access to underground water tables.

(d) Where unfavorable physical characteristics of the site exist, the proposed site may nevertheless be found to be acceptable if the design of the facility includes appropriate and adequate compensating engineering safeguards.

Sec. 100.11 Determination of exclusion area, low population zone, and population center distance.

(a) As an aid in evaluating a proposed site, an applicant should assume a fission produce release[12] from the core, the expected demonstrable leak rate from the containment and the meteorological conditions pertinent to his site to derive an exclusion area, a low population zone and population center distance. For the purpose of this analysis, which shall set forth the basis for the numerical values used, the applicant should determine the following:

(1) An exclusion area of such size that an individual located at any point on its boundary for two hours immediately following onset of the postulated fission product release would not receive a total radiation dose to the whole body in excess of 25 rem[13] or a total radiation dose in excess of 300 rem[14] to the thyroid from iodine exposure. However, neither its use nor that of the 300 rem value for thyroid exposure as set forth in these site criteria guides are intended to imply that these numbers constitute acceptable limits for emergency doses to the public under accident conditions. Rather, this 25 rem whole body value and the 300 rem thyroid value have been set forth in these guides as reference values, which can be used in the evaluation of reactor sites with respect to potential reactor accidents of exceedingly low probability of occurrence, and low risk of public exposure to radiation.

(2) A low population zone of such size that an individual located at any point on its outer boundary who is exposed to the radioactive cloud resulting from the postulated fission product release (during the entire period of its passage) would not receive a total radiation dose to the whole body in excess of 25 rem or a total radiation dose in excess of 300 rem to the thyroid from iodine exposure.

(3) A population center distance of at least one and one-third times the distance from the reactor to the outer boundary of the low population zone. In applying this guide, the boundary of the population center shall be determined upon consideration of population distribution. Political boundaries are not controlling in the application of this guide. Where very large cities are involved, a greater distance may be necessary because of total integrated population dose consideration.

(b) For sites for multiple reactor facilities consideration should be given to the following:

---

[12]The fission product release assumed for these calculations should be based upon a major accident, hypothesized for purposes of site analysis or postulated from considerations of possible accidental events, that would result in potential hazards not exceeded by those from any accident considered credible. Such accidents have generally been assumed to result in substantial meltdown of the core with subsequent release of appreciable quantities of fission products.

[13]The whole body dose of 25 rem referred to above corresponds numerically to the once in a lifetime accidental or emergency dose for radiation workers which, according to NCRP recommendations may be disregarded in the determination of their radiation exposure status (see NBS Handbook 69 dated June 5, 1959).

[14]The whole body dose of 25 rem referred to above corresponds numerically to the once in a lifetime accidental or emergency dose for radiation workers which, according to NCRP recommendations may be disregarded in the determination of their radiation exposure status (see NBS Handbook 69 dated June 5, 1959).

(1) If the reactors are independent to the extent that an accident in one reactor would not initiate an accident in another, the size of the exclusion area, low population zone and population center distance shall be fulfilled with respect to each reactor individually. The envelopes of the plan overlay of the areas so calculated shall then be taken as their respective boundaries.

(2) If the reactors are interconnected to the extent that an accident in one reactor could affect the safety of operation of any other, the size of the exclusion area, low population zone and population center distance shall be based upon the assumption that all interconnected reactors emit their postulated fission product releases simultaneously. This requirement may be reduced in relation to the degree of coupling between reactors, the probability of concomitant accidents and the probability that an individual would not be exposed to the radiation effects from simultaneous releases. The applicant would be expected to justify to the satisfaction of the Commission the basis for such a reduction in the source term.

(3) The applicant is expected to show that the simultaneous operation of multiple reactors at a site will not result in total radioactive effluent releases beyond the allowable limits of applicable regulations.

Note: For further guidance in developing the exclusion area, the low population zone, and the population center distance, reference is made to Technical Information Document 14844, dated March 23, 1962, which contains a procedural method and a sample calculation that result in distances roughly reflecting current siting practices of the Commission. The calculations described in Technical Information Document 14844 may be used as a point of departure for consideration of particular site requirements which may result from evaluation of the characteristics of a particular reactor, its purpose and method of operation.

APPENDIX A - SEISMIC AND GEOLOGIC SITING CRITERIA FOR NUCLEAR POWER PLANTS

I. PURPOSE

General Design Criterion 2 of Appendix A to part 50 of this chapter requires that nuclear power plant structures, systems, and components important to safety be designed to withstand the effects of natural phenomena such as earthquakes, tornadoes, hurricanes, floods, tsunami, and seiches without loss of capability to perform their safety functions. It is the purpose of these criteria to set forth the principal seismic and geologic considerations which guide the Commission in its evaluation of the suitability of proposed sites for nuclear power plants and the suitability of the plant design bases established in consideration of the seismic and geologic characteristics of the proposed sites. These criteria are based on the limited geophysical and geological information available to date concerning faults and earthquake occurrence and effect. They will be revised as necessary when more complete information becomes available.

II. SCOPE

These criteria, which apply to nuclear power plants, describe the nature of the investigations required to obtain the geologic and seismic data necessary to determine site suitability and provide reasonable assurance that a nuclear power plant can be constructed and operated at a proposed site without undue risk to the health and safety of the public. They describe procedures for determining the quantitative vibratory ground motion design basis at a site due to earthquakes and describe information needed to determine whether and to what extent a nuclear power plant need be designed to withstand the effects of surface faulting. Other geologic and seismic factors required to be taken into account in the siting and design of nuclear power plants are identified.

The investigations described in this appendix are within the scope of investigations permitted by Sec. 50.10(c)(1) of this chapter.

Each applicant for a construction permit shall investigate all seismic and geologic factors that may affect the design and operation of the proposed nuclear power plant irrespective of whether such factors are explicitly included in these criteria. Additional investigations and/or more conservative determinations than those included in these criteria may be required for sites located in areas having complex geology or in areas of high seismicity. If an applicant believes that the particular seismology and geology of a site indicate that some of these criteria, or portions thereof, need not be satisfied, the specific sections of these criteria should be identified in the license application, and supporting data to justify clearly such departures should be presented.

These criteria do not address investigations of volcanic phenomena required for sites located in areas of volcanic activity. Investigations of the volcanic aspects of such sites will be determined on a case-by-case basis.

III. DEFINITIONS

As used in these criteria:

(a) The **magnitude of an earthquake** is a measure of the size of an earthquake and is related to the energy released in the form of seismic waves. Magnitude means the numerical value on a Richter scale.

(b) The **intensity of an earthquake** is a measure of its effects on man, on man-built structures, and on the earth's surface at a particular location. Intensity means the numerical value on the Modified Mercalli scale.

(c) The **Safe Shutdown Earthquake**[15] is that earthquake which is based upon an evaluation of the maximum earthquake potential considering the regional and local geology and seismology and specific characteristics of local subsurface material. It is that earthquake which produces the maximum vibratory ground motion for which certain structures, systems, and components are designed to remain functional. These structures, systems, and components are those necessary to assure:

(1) The integrity of the reactor coolant pressure boundary,

(2) The capability to shut down the reactor and maintain it in a safe shutdown condition, or

(3) The capability to prevent or mitigate the consequences of accidents which could result in potential offsite exposures comparable to the guideline exposures of this part.

(d) The **Operating Basis Earthquake** is that earthquake which, considering the regional and local geology and seismology and specific characteristics of local subsurface material, could reasonably be expected to affect the plant site during the operating life of the plant; it is that earthquake which produces the vibratory ground motion for which those features of the nuclear power plant necessary for continued operation without undue risk to the health and safety of the public are designed to remain functional.

(e) A **fault** is a tectonic structure along which differential slippage of the adjacent earth materials has occurred parallel to the fracture plane. It is distinct from other types of ground disruptions such as landslides, fissures, and craters. A fault may have gouge or breccia between its two walls and includes any associated monoclinal flexure or other similar geologic structural feature.

(f) **Surface faulting** is differential ground displacement at or near the surface caused directly by fault movement and is distinct from nontectonic types of ground disruptions, such as landslides, fissures, and craters.

[15]The Safe Shutdown Earthquake defines that earthquake which has commonly been referred to as the Design Basis Earthquake.

(g) A **capable fault** is a fault which has exhibited one or more of the following characteristics:

(1) Movement at or near the ground surface at least once within the past 35,000 years or movement of a recurring nature within the past 500,000 years.

(2) Macro-seismicity instrumentally determined with records of sufficient precision to demonstrate a direct relationship with the fault.

(3) A structural relationship to a capable fault according to characteristics (1) or (2) of this paragraph such that movement on one could be reasonably expected to be accompanied by movement on the other.

In some cases, the geologic evidence of past activity at or near the ground surface along a particular fault may be obscured at a particular site. This might occur, for example, at a site having a deep overburden. For these cases, evidence may exist elsewhere along the fault from which an evaluation of its characteristics in the vicinity of the site can be reasonably based. Such evidence shall be used in determining whether the fault is a capable fault within this definition.

Notwithstanding the foregoing paragraphs III(g) (1), (2) and (3), structural association of a fault with geologic structural features which are geologically old (at least pre-Quaternary) such as many of those found in the Eastern region of the United States shall, in the absence of conflicting evidence, demonstrate that the fault is not a capable fault within this definition.

(h) A **tectonic province** is a region of the North American continent characterized by a relative consistency of the geologic structural features contained therein.

(i) A **tectonic structure** is a large scale dislocation or distortion within the earth's crust. Its extent is measured in miles.

(j) A **zone requiring detailed faulting investigation** is a zone within which a nuclear power reactor may not be located unless a detailed investigation of the regional and local geologic and seismic characteristics of the site demonstrates that the need to design for surface faulting has been properly determined.

(k) The **control width of a fault** is the maximum width of the zone containing mapped fault traces, including all faults which can be reasonably inferred to have experienced differential movement during Quaternary times and which join or can reasonably be inferred to join the main fault trace, measured within 10 miles along the fault's trend in both directions from the point of nearest approach to the site. (See Figure 1 of this appendix.)

(l) A **response spectrum** is a plot of the maximum responses (acceleration, velocity or displacement) of a family of idealized single-degree-of-freedom damped oscillators against natural frequencies (or periods) of the oscillators to a specified vibratory motion input at their supports.

IV. REQUIRED INVESTIGATIONS

The geologic, seismic and engineering characteristics of a site and its environs shall be investigated in sufficient scope and detail to provide reasonable assurance that they are sufficiently well understood to permit an adequate evaluation of the proposed site, and to provide sufficient information to support the determinations required by these criteria and to permit adequate engineering solutions to actual or potential geologic and seismic effects at the proposed site. The size of the region to be investigated and the type of data pertinent to the investigations shall be determined by the nature of the region surrounding the proposed site. The investigations shall be carried out by a review of the pertinent literature and field investigations and shall include the steps outlined in paragraphs (a) through (c) of this section.

(a) Required Investigation for Vibratory Ground Motion.

The purpose of the investigations required by this paragraph is to obtain information needed to describe the vibratory ground motion produced by the Safe Shutdown Earthquake. All of the steps in paragraphs (a)(5) through (a)(8) of this section need not be carried out if the Safe Shutdown Earthquake can be clearly established by investigations and determinations of a lesser scope. The investigations required by this paragraph provide an adequate basis for selection of an Operating Basis Earthquake. The investigations shall include the following:

(1) Determination of the lithologic, stratigraphic, hydrologic, and structural geologic conditions of the site and the region surrounding the site, including its geologic history;

(2) Identification and evaluation of tectonic structures underlying the site and the region surrounding the site, whether buried or expressed at the surface. The evaluation should consider the possible effects caused by man's activities such as withdrawal of fluid from or addition of fluid to the subsurface, extraction of minerals, or the loading effects of dams or reservoirs;

(3) Evaluation of physical evidence concerning the behavior during prior earthquakes of the surficial geologic materials and the substrata underlying the site from the lithologic, stratigraphic, and structural geologic studies;

(4) Determination of the static and dynamic engineering properties of the materials underlying the site. Included should be properties needed to determine the behavior of the underlying material during earthquakes and the characteristics of the underlying material in transmitting earthquake-induced motions to the foundations of the plant, such as seismic wave velocities, density, water content, porosity, and strength;

(5) Listing of all historically reported earthquakes which have affected or which could reasonably be expected to have affected the site, including the date of occurrence and the following measured or estimated data: magnitude or highest intensity, and a plot of the epicenter or location of highest intensity. Where historically reported earthquakes could have caused a maximum ground acceleration of at least one-tenth the acceleration of gravity (0.1g) at the foundations of the proposed nuclear power plant structures, the acceleration or intensity and duration of ground shaking at these foundations shall also be estimated. Since earthquakes have been reported in terms of various parameters such as magnitude, intensity at a given location, and effect on ground, structures, and people at a specific location, some of these data may have to be estimated by use of appropriate empirical relationships. The comparative characteristics of the material underlying the epicentral location or region of highest intensity and of the material underlying the site in transmitting earthquake vibratory motion shall be considered;

(6) Correlation of epicenters or locations of highest intensity of historically reported earthquakes, where possible, with tectonic structures any part of which is located within 200 miles of the site. Epicenters or locations of highest intensity which cannot be reasonably correlated with tectonic structures shall be identified with tectonic provinces any part of which is located within 200 miles of the site;

(7) For faults, any part of which is within 200 miles[16] of the site and which may be of significance in establishing the Safe Shutdown Earthquake, determination of whether these faults are to be considered as capable faults[17].[18]. This determination is required in order to permit appropriate

[16]If the Safe Shutdown Earthquake can be associated with a fault closer than 200 miles to the site, the procedures of paragraphs (a)(7) and (a)(8) of this section need not be carried out for successively more remote faults.

[17]In the absence of absolute dating, evidence of recency of movement may be obtained by applying relative dating technique to ruptured, offset, warped or otherwise structurally disturbed surface or near surface materials or geomorphic features.

consideration of the geologic history of such faults in establishing the Safe Shutdown Earthquake. For guidance in determining which faults may be of significance in determining the Safe Shutdown Earthquake, Tabella 6.7 of this appendix presents the minimum length of fault to be considered versus distance from site. Capable faults of lesser length than those indicated in Tabella 6.7 and faults which are not capable faults need not be considered in determining the Safe Shutdown Earthquake, except where unusual circumstances indicate such consideration is appropriate;

(8) For capable faults, any part of which is within 200 miles[19] of the site and which may be of significance in establishing the Safe Shutdown Earthquake, determination of:

(i) The length of the fault;

(ii) The relationship of the fault to regional tectonic structures; and

(iii) The nature, amount, and geologic history of displacements along the fault, including particularly the estimated amount of the maximum Quaternary displacement related to any one earthquake along the fault.

Distance from the site (miles):	Minimum length[20]
0 to 20	1
Greater than 20 to 50	5
Greater than 50 to 100	10
Greater than 100 to 150	20
Greater than 150 to 200	40

Tabella 6.7: Minimum length of fault to be considered versus distance from site.

(b) Required Investigation for Surface Faulting.

The purpose of the investigations required by this paragraph is to obtain information to determine whether and to what extent the nuclear power plant need be designed for surface faulting. If the design basis for surface faulting can be clearly established by investigations of a lesser scope, not all of the steps in paragraphs (b)(4) through (b)(7) of this section need be carried out. The investigations shall include the following:

(1) Determination of the lithologic, stratigraphic, hydrologic, and structural geologic conditions of the site and the area surrounding the site, including its geologic history;

(2) Evaluation of tectonic structures underlying the site, whether buried or expressed at the surface, with regard to their potential for causing surface displacement at or near the site. The evaluation shall consider the possible effects caused by man's activities such as withdrawal of fluid from or addition of fluid to the subsurface, extraction of minerals, or the loading effects of dams or reservoirs;

[18]The applicant shall evaluate whether or not a fault is a capable fault with respect to the characteristics outlined in paragraphs III(g)(1), (2), and (3) by conducting a reasonable investigation using suitable geologic and geophysical techniques.

[19]If the Safe Shutdown Earthquake can be associated with a fault closer than 200 miles to the site, the procedures of paragraphs (a)(7) and (a)(8) of this section need not be carried out for successively more remote faults.

[20]Minimum length of fault (miles) which shall be considered in establishing Safe Shutdown Earthquake.

(3) Determination of geologic evidence of fault offset at or near the ground surface at or near the site;

(4) For faults greater than 1000 feet long, any part of which is within 5 miles[21] of the site, determination of whether these faults are to be considered as capable faults[2223];

(5) Listing of all historically reported earthquakes which can reasonably be associated with capable faults greater than 1000 feet long, any part of which is within 5 miles[24] of the site, including the date of occurrence and the following measured or estimated data: magnitude or highest intensity, and a plot of the epicenter or region of highest intensity;

(6) Correlation of epicenters or locations of highest intensity of historically reported earthquakes with capable faults greater than 1000 feet long, any part of which is located within 5 miles[13] of the site;

(7) For capable faults greater than 1000 feet long, any part of which is within 5 miles[13] of the site, determination of:

(i) The length of the fault;

(ii) The relationship of the fault to regional tectonic structures;

(iii) The nature, amount, and geologic history of displacements along the fault, including particularly the estimated amount of the maximum Quaternary displacement related to any one earthquake along the fault; and

(iv) The outer limits of the fault established by mapping Quaternary fault traces for 10 miles along its trend in both directions from the point of its nearest approach to the site.

(c) Required Investigation for Seismically Induced Floods and Water Waves.

(1) For coastal sites, the investigations shall include the determination of:

(i) Information regarding distantly and locally generated waves or tsunami which have affected or could have affected the site. Available evidence regarding the runup and drawdown associated with historic tsunami in the same coastal region as the site shall also be included;

(ii) Local features of coastal topography which might tend to modify tsunami runup or drawdown. Appropriate available evidence regarding historic local modifications in tsunami runup or drawndown at coastal locations having topography similar to that of the site shall also be obtained; and

(iii) Appropriate geologic and seismic evidence to provide information for establishing the design basis for seismically induced floods or water waves from a local offshore earthquake, from local offshore effects of an onshore earthquake, or from coastal subsidence. This evidence shall be determined, to the extent practical, by a procedure

---

[21]If the design basis for surface faulting can be determined from a fault closer than 5 miles to the site, the procedures of paragraphs (b)(4) through (b)(7) of this section need not be carried out for successively more remote faults.

[22]In the absence of absolute dating, evidence of recency of movement may be obtained by applying relative dating techniques to ruptured, offset, warped or otherwise structurally disturbed surface of near-surface materials or geomorphic features.

[23]The applicant shall evaluate whether or not a fault is a capable fault with respect to the characteristics outlined in paragraphs III(g)(1), (2), and (3) by conducting a reasonable investigation using suitable geological and geophysical techniques.

[24]If the design basis for surface faulting can be determined from a fault closer than 5 miles to the site, the procedures of paragraphs (b)(4) through (b)(7) of this section need not be carried out for successively more remote faults.

similar to that required in paragraphs (a) and (b) of this section. The probable slip characteristics of offshore faults shall also be considered as well as the potential for offshore slides in submarine material.

(2) For sites located near lakes and rivers, investigations similar to those required in paragraph (c)(1) of this section shall be carried out, as appropriate, to determine the potential for the nuclear power plant to be exposed to seismically induced floods and water waves as, for example, from the failure during an earthquake of an upstream dam or from slides of earth or debris into a nearby lake.

V. SEISMIC AND GEOLOGIC DESIGN BASES

(a) Determination of Design Basis for Vibratory Ground Motion.

The design of each nuclear power plant shall take into account the potential effects of vibratory ground motion caused by earthquakes. The design basis for the maximum vibratory ground motion and the expected vibratory ground motion should be determined through evaluation of the seismology, geology, and the seismic and geologic history of the site and the surrounding region. The most severe earthquakes associated with tectonic structures or tectonic provinces in the region surrounding the site should be identified, considering those historically reported earthquakes that can be associated with these structures or provinces and other relevant factors. If faults in the region surrounding the site are capable faults, the most severe earthquakes associated with these faults should be determined by also considering their geologic history. The vibratory ground motion at the site should be then determined by assuming that the epicenters or locations of highest intensity of the earthquakes are situated at the point on the tectonic structures or tectonic provinces nearest to the site. The earthquake which could cause the maximum vibratory ground motion at the site should be designated the Safe Shutdown Earthquake. The specific procedures for determining the design basis for vibratory ground motion are given in the following paragraphs.

(1) Determination of Safe Shutdown Earthquake.

The Safe Shutdown Earthquake shall be identified through evaluation of seismic and geologic information developed pursuant to the requirements of paragraph IV(a), as follows:

(i) The historic earthquakes of greatest magnitude or intensity which have been correlated with tectonic structures pursuant to the requirements of paragraph (a)(6) of section IV shall be determined. In addition, for capable faults, the information required by paragraph (a)(8) of section IV shall also be taken into account in determining the earthquakes of greatest magnitude related to the faults. The magnitude or intensity of earthquakes based on geologic evidence may be larger than that of the maximum earthquakes historically recorded. The accelerations at the site shall be determined assuming that the epicenters of the earthquakes of greatest magnitude or the locations of highest intensity related to the tectonic structures are situated at the point on the structures closest to the site;

(ii) Where epicenters or locations of highest intensity of historically reported earthquakes cannot be reasonably related to tectonic structures but are identified pursuant to the requirements of paragraph (a)(6) of section IV with tectonic provinces in which the site is located, the accelerations at the site shall be determined assuming that these earthquakes occur at the site;

(iii) Where epicenters or locations of the highest intensity of historically reported earthquakes cannot be reasonably related to tectonic structures but are identified pursuant to the requirements of paragraph (a)(6) of section IV with tectonic provinces in which the site is not located, the accelerations at the site shall be determined assuming that the epicenters or locations of highest intensity of these earthquakes are at the closest point to the site on the boundary of the tectonic province;

(iv) The earthquake producing the maximum vibratory acceleration at the site, as determined from paragraph (a)(1)(i) through (iii) of this section shall be designated the Safe Shutdown

Earthquake for vibratory ground motion, except as noted in paragraph (a)(1)(v) of this section. The characteristics of the Safe Shutdown Earthquake shall be derived from more than one earthquake determined from paragraph (a)(1)(i) through (iii) of this section, where necessary to assure that the maximum vibratory acceleration at the site throughout the frequency range of interest is included. In the case where a causative fault is near the site, the effect of proximity of an earthquake on the spectral characteristics of the Safe Shutdown Earthquake shall be taken into account. The procedures in paragraphs (a)(1)(i) through (a)(1)(iii) of this section shall be applied in a conservative manner. The determinations carried out in accordance with paragraphs (a)(1)(ii) and (a)(1)(iii) shall assure that the safe shutdown earthquake intensity is, as a minimum, equal to the maximum historic earthquake intensity experienced within the tectonic province in which the site is located. In the event that geological and seismological data warrant, the Safe Shutdown Earthquake shall be larger than that derived by use of the procedures set forth in section IV and V of the appendix. The maximum vibratory accelerations of the Safe Shutdown Earthquake at each of the various foundation locations of the nuclear power plant structures at a given site shall be determined taking into account the characteristics of the underlying soil material in transmitting the earthquake-induced motions, obtained pursuant to paragraphs (a)(1), (3), and (4) of section IV. The Safe Shutdown Earthquake shall be defined by response spectra corresponding to the maximum vibratory accelerations as outlined in paragraph (a) of section VI; and

(v) Where the maximum vibratory accelerations of the Safe Shutdown Earthquake at the foundations of the nuclear power plant structures are determined to be less than one-tenth the acceleration of gravity (0.1 g) as a result of the steps required in paragraphs (a)(1)(i) through (iv) of this section, it shall be assumed that the maximum vibratory accelerations of the Safe Shutdown Earthquake at these foundations are at least 0.1 g.

(2) Determination of Operating Basis Earthquake.

The Operating Basis Earthquake shall be specified by the applicant after considering the seismology and geology of the region surrounding the site. If vibratory ground motion exceeding that of the Operating Basis Earthquake occurs, shutdown of the nuclear power plant will be required. Prior to resuming operations, the licensee will be required to demonstrate to the Commission that no functional damage has occurred to those features necessary for continued operation without undue risk to the health and safety of the public.

The maximum vibratory ground acceleration of the Operating Basis Earthquake shall be at least one-half the maximum vibratory ground acceleration of the Safe Shutdown Earthquake.

(b) Determination of Need to Design for Surface Faulting.

In order to determine whether a nuclear power plant is required to be designed to withstand the effects of surface faulting, the location of the nuclear power plant with respect to capable faults shall be considered. The area over which each of these faults has caused surface faulting in the past is identified by mapping its fault traces in the vicinity of the site. The fault traces are mapped along the trend of the fault for 10 miles in both directions from the point of its nearest approach to the nuclear power plant because, for example, traces may be obscured along portions of the fault. The maximum width of the mapped fault traces, called the control width, is then determined from this map. Because surface faulting has sometimes occurred beyond the limit of mapped fault traces or where fault traces have not been previously recognized, the control width of the fault is increased by a factor which is dependent upon the largest potential earthquake related to the fault. This larger width delineates a zone, called the zone requiring detailed faulting investigation, in which the possibility of surface faulting is to be determined. The following paragraphs outline the specific procedures for determining the zone requiring detailed faulting investigation for a capable fault.

(1) Determination of Zone Requiring Detailed Faulting Investigation.

The zone requiring detailed faulting investigation for a capable fault which was investigated pursuant to the requirement of paragraph (b)(7) of section IV shall be determined through use of the following Tabella 6.8:

Magnitude of earthquake	Width of zone requiring detailed faulting investigation (See fig. 1)
Less than 5.5	1 x control width
5.5 ÷ 6.4	2 x control width
6.5 ÷ 7.5	3 x control width
Greater than 7.5	4 x control width

Tabella 6.8: Determination of zone requiring detailed faulting investigation.

The largest magnitude earthquake related to the fault shall be used in this table. This earthquake shall be determined from the information developed pursuant to the requirements of paragraph (b) of Section IV for the fault, taking into account the information required by paragraph (b)(7) of section IV. The control width used in Tabella 6.8 is determined by mapping the outer limits of the fault traces from information developed pursuant to paragraph (b)(7)(iv) of section IV. The control width shall be used unless the characteristics of the fault are obscured for a significant portion of the 10 miles on either side of the point of nearest approach to the nuclear power plant. In this event, the use of the width of mapped fault traces more than 10 miles from the point of nearest approach to the nuclear power plant may be appropriate.

The zone requiring detailed faulting investigation, as determined from the table, shall be used for the fault except where:

(i) The zone requiring detailed faulting investigation from the table is less than one-half mile in width. In this case the zone shall be at least one-half mile in width; or

(ii) Definitive evidence concerning the regional and local characteristics of the fault justifies use of a different value.For example, thrust or bedding-plane faults may require an increase in width of the zone to account for the projected dip of the fault plane; or

(iii) More detailed three-dimensional information, such as that obtained from precise investigative techniques, may justify the use of a narrower zone. Possible examples of such techniques are the use of accurate records from closely spaced drill holes or from closely spaced, high-resolution offshore geophysical surveys.

In delineating the zone requiring detailed faulting investigation for a fault, the center of the zone shall coincide with the center of the fault at the point of nearest approach of the fault to the nuclear power plant as illustrated in figure 1.

(c) Determination of Design Bases for Seismically Induced Floods and Water Waves.

The size of seismically induced floods and water waves which could affect a site from either locally or distantly generated seismic activity shall be determined, taking into consideration the results of the investigation required by paragraph (c) of section IV. Local topographic characteristics which might tend to modify the possible runup and drawdown at the site shall be considered. Adverse tide conditions shall also be taken into account in determining the effect of the floods and waves on the site. The characteristics of the earthquake to be used in evaluating the offshore effects of local earthquakes shall be determined by a procedure similar to that used to determine the characteristics of the Safe Shutdown Earthquake in paragraph V(a).

(d) Determination of Other Design Conditions

(1) Soil Stability.

Vibratory ground motion associated with the Safe Shutdown Earthquake can cause soil instability due to ground disruption such as fissuring, differential consolidation, liquefaction, and cratering which is not directly related to surface faulting. The following geologic features which could affect the foundations of the proposed nuclear power plant structures shall be evaluated, taking into account the information concerning the physical properties of materials underlying the site developed pursuant to paragraphs (a)(1), (3), and (4) of section IV and the effects of the Safe Shutdown Earthquake:

(i) Areas of actual or potential surface or subsurface subsidence, uplift, or collapse resulting from:

(a) Natural features such as tectonic depressions and cavernous or karst terrains, particularly those underlain by calcareous or other soluble deposits;

(b) Man's activities such as withdrawal of fluid from or addition of fluid to the subsurface, extraction of minerals, or the loading effects of dams or reservoirs; and

(c) Regional deformation.

(ii) Deformational zones such as shears, joints, fractures, folds, or combinations of these features.

(iii) Zones of alteration or irregular weathering profiles and zones of structural weakness composed of crushed or disturbed materials.

(iv) Unrelieved residual stresses in bedrock.

(v) Rocks or soils that might be unstable because of their mineralogy, lack of consolidation, water content, or potentially undesirable response to seismic or other events. Seismic response characteristics to be considered shall include liquefaction, thixotropy, differential consolidation, cratering, and fissuring.

(2) Slope stability.

Stability of all slopes, both natural and artificial, the failure of which could adversely affect the nuclear power plant, shall be considered. An assessment shall be made of the potential effects of erosion or deposition and of combinations of erosion or deposition with seismic activity, taking into account information concerning the physical property of the materials underlying the site developed pursuant to paragraph (a)(1), (3), and (4) of section IV and the effects of the Safe Shutdown Earthquake.

(3) Cooling water supply.

Assurance of adequate cooling water supply for emergency and long-term shutdown decay heat removal shall be considered in the design of the nuclear power plant, taking in to account information concerning the physical properties of the materials underlying the site developed pursuant to paragraphs (a)(1), (3), and (4) of section IV and the effects of the Safe Shutdown Earthquake and the design basis for surface faulting. Consideration of river blockage or diversion or other failures which may block the flow of cooling water, coastal uplift or subsidence, or tsunami runup and drawdown, and failure of dams and intake structures shall be included in the evaluation, where appropriate.

(4) Distant structures.

Those structures which are not located in the immediate vicinity of the site but which are safety related shall be designed to withstand the effect of the Safe Shutdown Earthquake and the design basis for surface faulting determined on a comparable basis to that of the nuclear power plant, taking

into account the material underlying the structures and the different location with respect to that of the site.

VI. APPLICATION TO ENGINEERING DESIGN

(a) Vibratory ground motion

(1) Safe Shutdown Earthquake.

The vibratory ground motion produced by the Safe Shutdown Earthquake shall be defined by response spectra corresponding to the maximum vibratory accelerations at the elevations of the foundations of the nuclear power plant structures determine pursuant to paragraph (a)(1) of section V. The response spectra shall relate the response of the foundations of the nuclear power plant structures to the vibratory ground motion, considering such foundations to be single-degree-of-freedom damped oscillators and neglecting soil-structure interaction effects. In view of the limited data available on vibratory ground motions of strong earthquakes, it usually will be appropriate that the response spectra be smoothed design spectra developed from a series of response spectra related to the vibratory motions caused by more than one earthquake.

The nuclear power plant shall be designed so that, if the Safe Shutdown Earthquake occurs, certain structures, systems, and components will remain functional. These structures, systems, and components are those necessary to assure (i) the integrity of the reactor coolant pressure boundary, (ii) the capability to shut down the reactor and maintain it in a safe condition, or (iii) the capability to prevent or mitigate the consequences of accidents which could result in potential offsite exposures comparable to the guideline exposures of this part. In addition to seismic loads, including aftershocks, applicable concurrent functional and accident-induced loads shall be taken into account in the design of these safety-related structures, systems, and components. The design of the nuclear power plant shall also take into account the possible effects of the Safe Shutdown Earthquake on the facility foundations by ground disruption, such as fissuring, differential consolidation, cratering, liquefaction, and landsliding, as required in paragraph (d) of section V.

The engineering method used to insure that the required safety functions are maintained during and after the vibratory ground motion associated with the Safe Shutdown Earthquake shall involve the use of either a suitable dynamic analysis or a suitable qualification test to demonstrate that structures, systems and components can withstand the seismic and other concurrent loads, except where it can be demonstrated that the use of an equivalent static load method provides adequate conservatism.

The analysis or test shall take into account soil-structure interaction effects and the expected duration of vibratory motion. It is permissible to design for strain limits in excess of yield strain in some of these safety-related structures, systems, and components during the Safe Shutdown Earthquake and under the postulated concurrent conditions, provided that the necessary safety functions are maintained.

(2) Operating Basis Earthquake.

The Operating Basis Earthquake shall be defined by response spectra. All structures, systems, and components of the nuclear power plant necessary for continued operation without undue risk to the health and safety of the public shall be designed to remain functional and within applicable stress and deformation limits when subjected to the effects of the vibratory motion of the Operating Basis Earthquake in combination with normal operating loads. The engineering method used to insure that these structures, systems, and components are capable of withstanding the effects of the Operating Basis Earthquake shall involve the use of either a suitable dynamic analysis or a suitable qualification test to demonstrate that the structures, systems and components can withstand the seismic and other concurrent loads, except where it can be demonstrated that the use of an equivalent static load method provides adequate conservatism. The analysis or test shall take into account soil-structure interaction effects and the expected duration of vibratory motion.

(3) Required Seismic instrumentation.

Suitable instrumentation shall be provided so that the seismic response of nuclear power plant features important to safety can be determined promptly to permit comparison of such response with that used as the design basis. Such a comparison is needed to decide whether the plant can continue to be operated safely and to permit such timely action as may be appropriate.

These criteria do not address the need for instrumentation that would automatically shut down a nuclear power plant when an earthquake occurs which exceeds a predetermined intensity. The need for such instrumentation is under consideration.

(b) Surface Faulting.

(1) If the nuclear power plant is to be located within the zone requiring detailed faulting investigation, a detailed investigation of the regional and local geologic and seismic characteristics of the site shall be carried out to determine the need to take into account surface faulting in the design of the nuclear power plant. Where it is determined that surface faulting need not be taken into account, sufficient data to clearly justify the determination shall be presented in the license application.

(2) Where it is determined that surface faulting must be taken into account, the applicant shall, in establishing the design basis for surface faulting on a site take into account evidence concerning the regional and local geologic and seismic characteristics of the site and from any other relevant data.

(3) The design basis for surface faulting shall be taken into account in the design of the nuclear power plant by providing reasonable assurance that in the event of such displacement during faulting certain structures, systems, and components will remain functional. These structures, systems, and components are those necessary to assure (i) the integrity of the reactor coolant pressure boundary, (ii) the capability to shut down the reactor and maintain it in a safe shutdown condition, or (iii) the capability to prevent or mitigate the consequences of accidents which could result in potential offsite exposures comparable to the guideline exposures of this part. In addition to seismic loads, including aftershocks, applicable concurrent functional and accident-induced loads shall be taken into account in the design of such safety features. The design provisions shall be based on an assumption that the design basis for surface faulting can occur in any direction and azimuth and under any part of the nuclear power plant unless evidence indicates this assumption is not appropriate, and shall take into account the estimated rate at which the surface faulting may occur.

(c) Seismically Induced Floods and Water Waves and Other Design Conditions.

The design basis for seismically induced floods and water waves from either locally or distantly generated seismic activity and other design conditions determined pursuant to paragraphs (c) and (d) of section V, shall be taken into account in the design of the nuclear power plant so as to prevent undue risk to the health and safety of the public.

*** ILLUSTRATION OMITTED ***

FIGURE 1 - DIAGRAMMATIC ILLUSTRATION OF DELINEATION OF WIDTH OF ZONE REQUIRING DETAILED FAULTING INVESTIGATIONS FOR SPECIFIC NUCLEAR POWER PLANT LOCATION.

6.5 Illustrazione Sommaria delle Procedure Seguite in Alcuni Paesi per la Valutazione degli Effetti Sismici da Considerare nel Progetto degli Impianti Nucleari.

Vengono brevemente riassunte le procedure seguite in alcuni Paesi (USA, Giappone, Germania) per l'analisi sismica degli impianti nucleari.

6.5.1 USA

La metodologia e le procedure seguite sono esposte nell'Appendice A al 10 CFR 100 “Seismic and Geologic Siting Criteria for Nuclear Power Plants”.

I terremoti presi a riferimento per il progetto dell'impianto sono:

a) SSE (DBE) - terremoto di spegnimento sicuro o terremoto base di progetto, individuato seguendo le stesse procedure seguite in Italia;

b) OBE - terremoto base di esercizio, le cui caratteristiche sono individuate dal richiedente l'autorizzazione (proprietario e futuro esercente dell'impianto).

Come risulta da quanto sopra, la unica differenza rispetto alle procedure seguite in Italia consiste nel fatto che le caratteristiche dell'OBE sono definite dall'esercente e non dall'Ente di controllo.

L'esercente stesso si impegna ovviamente ad assicurare che qualora si verifichino sismi con caratteristiche minori od uguali a quelle dell'OBE, l'impianto nel suo complesso possa conservare la piena operatività. Tutte le parti dell'impianto (rilevanti per la sicurezza o per l'esercizio) devono essere conseguentemente progettate in modo che i carichi derivanti dall'OBE combinati con quelli operativi non compromettano la integrità strutturale e la piena capacità funzionale delle parti stesse. Le tensioni ammissibili sono pertanto quelle previste per le “Normal Conditions”.

L'esercente si impegna inoltre a garantire l'automatico spegnimento dell'impianto in caso di sisma con caratteristiche uguali o peggiori di quelle relative all'OBE, con il vincolo che la ripresa dell'esercizio stesso sarà condizionata all'esito favorevole delle verifiche e dei controlli che saranno effettuate dopo il sisma dall'Ente di Controllo.

Si deve inoltre aggiungere che in una recente modifica apportata all'Appendix A del 10 CFR 100, viene precisato che, pur rimanendo affidato all'esercente il diritto di definire le caratteristiche dell'OBE, l'accelerazione massima del suolo per questo terremoto non potrà essere inferiore al 50% di quella relativa al DBE.

Le parti dell'impianto rilevanti per la sicurezza devono essere progettate in modo da assicurare che per i carichi derivanti dal DBE combinati con quelli operazionali non compromettano la possibilità di arresto dell'impianto ed il suo mantenimento in condizione di sicuro spegnimento. Da quanto sopra esposto si deduce che la metodologia ed i criteri seguiti negli USA sono praticamente coincidenti con quelli adottati in Italia.

6.5.2 Giappone

La metodologia e le procedure seguite in Giappone sono esposte nella “Technical Guidelines for Aseismic Design of Nuclear Power Plants in Japan”.

E' richiesta in primo luogo la individuazione di due terremoti di riferimento:

1) MDE (Maximum Design Earthquake), definito come l'evento sismico più gravoso ragionevolmente ipotizzabile per il sito;

2) SMCE (Safety Margin Check Earthquake), caratterizzato da un'accelerazione massima del suolo pari a 1.5 volte quella relativa all'MDE.

Si procede quindi alla classificazione delle parti dell'impianto in quattro diverse categorie:

Classe A_S parti di particolare rilevanza per la sicurezza;

Classe A parti la cui perdita di funzionalità può portare ad un serio incidente con conseguenze per la popolazione;

Classe B parti relative allo stoccaggio di materiali radioattivi;

Classe C parti non rilevanti per la sicurezza.

Il progetto delle parti comprese nelle Classi A_S e A deve essere effettuato impiegando congiuntamente due diversi metodi di analisi: analisi statica equivalente e analisi dinamica.

Nell'analisi statica equivalente devono essere adottati valori dei coefficienti di carico pari a tre volte quelli previsti nei regolamenti giapponesi per la progettazione antisismica delle strutture in campo convenzionale.

L'analisi dinamica viene generalmente effettuata prendendo a riferimento la time-history del sisma.

Per quanto attiene alla combinazione dei carichi ed alle sollecitazioni massime ammissibili, si procede nel modo seguente:

- per le parti comprese nella Classe A_S e nella Classe A, i carichi derivanti dall'MDE sono combinati con quelli operativi N

MDE + N (prima combinazione dei carichi)

Le tensioni massime conseguenti a tale combinazione devono essere inferiori a quelle ammissibili in campo elastico.

- per le parti comprese nella Classe A_S è prevista una seconda combinazione dei carichi:

SMCE + N (seconda combinazione dei carichi)

Per tale combinazione le tensioni primarie massime devono essere inferiori a quelle ammissibili in campo elastico, mentre le tensioni secondarie massime possono essere maggiori del carico di snervamento del materiale.

- per alcune parti comprese nella Classe A_S (ad esempio il contenitore) viene presa in considerazione una terza combinazione:

MDE + N + P_a (terza combinazione dei carichi), essendo P_a il carico di pressione a seguito di incidente.

Per tale combinazione le tensioni primarie massime devono essere inferiori a quelle ammissibili in campo elastico, mentre le tensioni secondarie massime possono essere superiori al carico di snervamento.

Per le parti dell'impianto comprese nelle Classi B e C è richiesta un'analisi statica equivalente con fattori di maggiorazione dei coefficienti di carico pari, rispettivamente a 1.5 e 1 rispetto a quelli previsti nei regolamenti giapponesi per la progettazione antisismica delle strutture in campo convenzionale.

Nella sostanza tutte le parti dell'impianto (rilevanti per la sicurezza o per l'esercizio) sono soggette ad analisi sismica, analogamente a quanto viene richiesto negli USA e in Italia.

Nel progetto delle parti di particolare rilevanza per la sicurezza (Classe A_S) si deve prendere in considerazione un terremoto “di sicurezza” (SCME), di entità adeguatamente maggiorata rispetto a quella dell'MDE (SSE negli USA e DBE in Italia).

In aggiunta, per alcune delle parti comprese nella Classe A_S, sono prese in considerazione effetti combinati del sisma e di eventi incidentali.

Come emerge da quanto sopra sommariamente esposto, gli eventi sismici sono oggetto di particolare attenzione in Giappone. Ciò appare pienamente giustificato dall'elevatissimo livello di sismicità del Paese.

6.5.3 Germania

Questo Paese è caratterizzato da livelli di sismicità particolarmente modesti. Il terremoto più gravoso storicamente accertato nell'ultimo millennio è stato catalogato nell'8° grado della Scala Mercalli Modificata.

Tenendo conto di quanto sopra, non è stata data particolare rilevanza ai problemi di natura sismica.

I terremoti di riferimento per il progetto degli impianti nucleari sono i seguenti:

1 Design Earthquake (Terremoto di Progetto);

2 Safety Earthquake (Terremoto di Sicurezza).

Il DE è rappresentato dall'evento sismico più gravoso tra quelli storicamente accertati in un'area attorno al sito con raggio di 30 miglia.

Il SE è rappresentato dall'evento sismico più gravoso fra quelli che si sono verificati in un'area attorno al sito con raggio di 120 miglia.

Le parti dell'impianto vengono classificate, come negli USA e in Italia, nel modo seguente:

Classe 1 - Sistemi, strutture e componenti rilevanti per la sicurezza;

Classe 2 - Sistemi, strutture e componenti rilevanti per l’esercizio, ma non per la sicurezza.

Nel rispetto della classificazione adottata, l'analisi sismica è richiesta soltanto per le parti comprese nella Classe 1 e deve fare riferimento alle seguenti combinazione dei carichi:

a) L + R + E

b) L + R + E'

dove:

L = carichi derivanti dal normale esercizio;

R = carichi di reazione indotti sulla struttura in esame da danneggiamento di parti interfacciate alla medesima non assoggettate ad analisi sismica;

E = carichi conseguenti al Design Earthquake;

E'= carichi conseguenti al Safety Earthquake.

Per la combinazione a) è richiesto che la struttura rimanga in campo elastico e che, pertanto, venga garantita la piena operabilità della parte considerata.

Per la combinazione b), è ammesso che le tensioni secondarie possano superare il carico di snervamento del materiale, dovendo essere comunque garantita un'adeguata funzionalità della parte considerata.

Nessuna analisi sismica è richiesta per le parti dell'impianto comprese nella Classe 2.

Come risulta chiaramente da quanto sopra esposto, la metodologia ed i criteri adottati nella Germania sono abbastanza differenti e certamente meno severi di quelli relativi agli USA, all'Italia e, in modo ancora più marcato, al Giappone.

Come è stato già detto, ciò appare sostanzialmente giustificato dalla particolarmente modesta entità dei terremoti ragionevolmente prevedibili in questo Paese.

7. TRASMISSIONE DEL CALORE PER CONVEZIONE FORZATA IN REGIME TURBOLENTO

Il calore trasmesso per convezione da un elemento riscaldante, quale ad esempio una barretta di combustibile al fluido refrigerante può essere determinato utilizzando la relazione seguente:

$$q = h\,S\,(t_w - t_f)$$

dove:

- h coefficiente di scambio termico per convezione;
- S superficie efficace di scambio;
- t_w temperatura della superficie riscaldante;
- t_f temperatura del fluido.

Se il moto del fluido è turbolento pienamente sviluppato (Re > 10,000.), il valore del coefficiente di scambio termico h, a sufficiente distanza dalla sezione di imbocco può essere determinato mediante relazioni del tipo.

$$Nu = \alpha\, Re^{\beta}\, Pr^{\delta}$$

dove:

- Nu numero di Nusselt $\frac{hD}{k}$
- Re numero di Reynolds $\frac{vD\rho}{\mu}$
- Pr numero di Prandtl $\frac{c_p\mu}{k}$
- α,β,δ sono costanti determinate sperimentalmente

con:

- D diametro idraulico equivalente della sezione trasversale del canale $\frac{4A_t}{P}$;
- A_t area trasversale;
- P perimetro bagnato;
- k conducibilità termica del fluido;
- ρ densità del fluido;
- μ viscosità del fluido;
- c_p calore specifico del fluido.

I numeri adimensionali suddetti, che possono essere facilmente identificati utilizzando la teoria della similitudine (teorema di Buckingham), hanno un preciso significato fisico.

- Il numero di Reynolds, Re, è una misura del rapporto tra le forze inerziali e quelle viscose. Per bassi valori di Re le perturbazioni indotte nel moto del fluido sono rapidamente attenuate ed il moto è laminare. Per elevati valori di Re il moto è turbolento con alti tassi di miscelamento. Il valore critico di Re è ≈ 2,000. Al di sotto di questo valore il moto è laminare; al di sopra, una perturbazione indotta nel fluido non viene più attenuata e si instaura stabilmente un moto

turbolento. In effetti, per 2,000. $\leq$ Re $\leq$ 10,000. ci si trova in una zona di transizione nel senso che in questo intervallo il moto può rimanere laminare qualora non vengano indotte perturbazioni significative, anche se la condizione stabile del moto è quella turbolenta.

- Il numero di Prandtl , Pr, è una misura del rapporto tra le capacità di trasporto della quantità di moto e quella dell'energia. Esso è dato dal rapporto tra la viscosità cinematica $\nu = \frac{\mu}{\rho}$ e la diffusività termica $\alpha = \frac{k}{\rho c_p}$. Il primo termine ha influenza sul gradiente della velocità del fluido nella sezione del canale; il secondo sul gradiente della temperatura del fluido nella stessa sezione. In sostanza il numero di Prandtl correla tra loro i due gradienti suddetti. Per Pr = 1, la distribuzione della velocità del fluido nel canale coincide con quella della temperatura. Se Pr < 1, la distribuzione della temperatura è meno appiattita di quella della velocità (Figura 7.1).

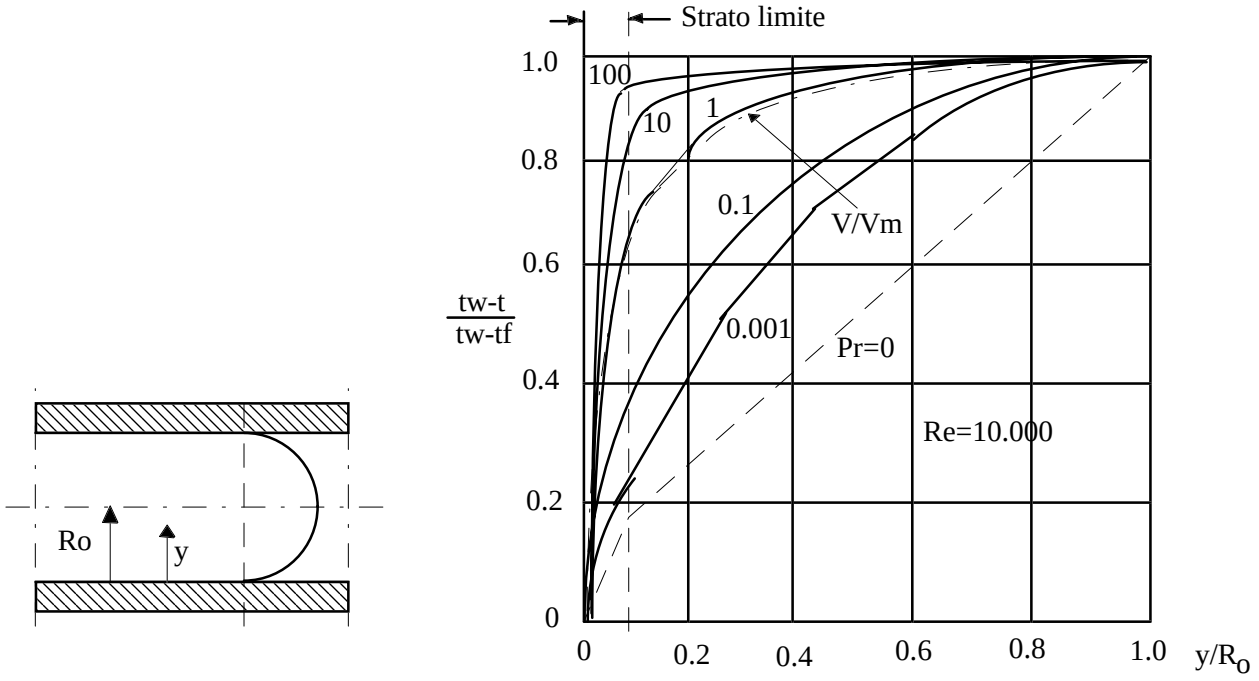


Figura 7.1: Distribuzioni di velocità e temperatura del fluido in un canale.

dove:

- v velocità del fluido
- v_m velocità del fluido per y = R_o
- t_w temperatura della parete
- t temperatura del fluido
- t_f temperatura del fluido per y = R_o

Come appare dall'esame della figura suddetta, la velocità del fluido presenta una forte variazione in prossimità della parete, dove il moto è comunque laminare, e si mantiene pressoché costante nella rimanente parte della sezione dove il moto è turbolento.

Una distribuzione analoga si ha per il profilo della temperatura. Ciò consente di affermare che nella trasmissione del calore per convezione la resistenza termica è localizzata sostanzialmente nello strato laminare attorno alla superficie di scambio termico (strato limite). E' facile intuire allora che una perturbazione dello strato limite potrà portare ad un consistente aumento del coefficiente di scambio termico.

Premesse le brevi considerazione sopra esposte, sono riportate nel seguito le correlazioni normalmente impiegate per la determinazione dei coefficienti di scambio termico per convezione, relativamente a fluidi aventi numeri di Prandtl non molto diversi dall'unità, con moto turbolento pienamente sviluppato.

Relazione di Dittus-Boelter

In regime turbolento si ha:

$$Nu = 0.023\ Re^{0.8}\ Pr^{0.4}$$

$$h = 0.023\ k/D\ Re^{0.8}\ Pr^{0.4}$$

La correlazione suddetta è quella più nota e più diffusamente impiegata. I valori delle caratteristiche del fluido da inserire nella correlazione sono determinati con riferimento alla temperatura di massa del fluido stesso.

Per molti gas il numero di Prandtl è compreso tra 0.65 e 0.9; non si commette allora un grosso errore ipotizzando Pr costante e pari a 0.86. Tenendo conto di quanto sopra, molto spesso viene utilizzata per i gas la seguente correlazione semplificata:

$$Nu = 0.02\ Re^{0.8}$$

$$h = 0.02\ k/D\ Re^{0.8}$$

Nelle correlazioni suddette, essendo le proprietà del fluido valutate alla temperatura di massa, non si tiene ovviamente conto delle loro modificazioni conseguenti alla variazione della temperatura nel film. Ciò appare giustificato quando la caduta di temperatura nel film è bassa (alcuni gradi centigradi) o quando le variazioni di tali caratteristiche sono modeste nell'intervallo di temperatura interessato. Per elevate variazioni della temperatura nel film la proprietà del fluido che ne è più influenzata è la viscosità. In questo caso appare preferibile utilizzare la correlazione seguente:

Relazione di Sieder Tate

$$Nu = 0.023\ Re^{0.8}\ Pr^{0.4}\ (\mu_w/\mu)^{0.14}$$

Nella correlazione sopra riportata tutte le proprietà del fluido sono valutate alla temperatura di massa (come nella correlazione di Dittus-Boelter) ad eccezione di μ_w, che è valutata alla temperatura di parete.

Un'altra correlazione proposta è la seguente

Relazione di Colburn

$$St\ Pr^{1/3} = 0.023\ Re^{-0.2}$$

dove:

St (Numero di Stanton) = $\frac{Nu}{Re\,Pr} = \frac{Nu}{Pe}$

Pe (Numero di Peclet) = Re Pr

Nella correlazione suddetta, tutte le proprietà fisiche del fluido sono valutate alla temperatura media aritmetica del film $\frac{T_w + T_f}{2}$ ad eccezione del calore specifico, che è valutato alla temperatura di massa.

L'impiego di questa correlazione è certamente più laborioso, in quanto non sono note a priori le due temperature T_w e T_f. Se è nota una delle due temperature, per esempio T_f, l'altra potrà essere determinata in funzione del flusso termico superficiale e del coefficiente di scambio termico h, calcolabile con la correlazione suddetta, assumendo un valore di primo tentativo della temperatura T_w e procedendo per approssimazioni successive.

Nel caso specifico dei fluidi organici, viene normalmente utilizzata la correlazione seguente:

Relazione di Silberberg-Huber

$$Nu = 0.015\ Re^{0.85}\ Pr^{0.3}$$

$$h = 0.015\ k/D\ Re^{0.85}\ Pr^{0.3}$$

In quest'ultima correlazione le proprietà fisiche del fluido sono valutate alla temperatura di massa del fluido stesso.

In tutte le correlazioni sopra riportate, il termine D che compare in Nu e in Re rappresenta una grandezza lineare caratterizzante la sezione del canale. Se il canale ha sezione circolare, D rappresenta il diametro della stessa. Quando invece la sezione ha forma diversa da quella circolare, D rappresenta un diametro equivalente definito come è stato detto, nel modo seguente:

$$D_e = \frac{4A_t}{P}$$

dove:

A_t area della sezione trasversale del canale;

P perimetro bagnato.

Il diametro così definito rappresenta il diametro di un canale fittizio a sezione circolare attraverso il quale si avrebbe, a pari differenza di pressione tra due sezioni trasversali poste a distanza prefissata, una portata uguale a quella del canale reale. Per questo motivo, il diametro equivalente prende anche il nome di diametro idraulico.

Come è stato già detto, le correlazioni suddette hanno validità accettabile nel caso in cui il moto del fluido sia turbolento pienamente sviluppato. Tale condizione è certamente verificata se Re > 10,000. e la zona del canale considerata è sufficientemente lontana dalla sezione di imbocco. Relativamente a questo ultimo aspetto, si può affermare che il coefficiente di scambio termico calcolato utilizzando le correlazioni sopra indicate è abbastanza bene approssimato a partire da una distanza L_1 dell'imbocco maggiore di 40. volte il diametro idraulico.

Nel tratto iniziale del canale il coefficiente effettivo di scambio termico è abbastanza maggiore di quello calcolato. Per i canali la cui lunghezza L è molto maggiore di 40 D_e, si è soliti non tenere conto dell'effetto di imbocco e si fa pertanto riferimento ad un valore di h costante per tutta la lunghezza del canale, determinato mediante le relazioni sopra riportate.

Se la lunghezza del canale è minore o prossima a 40 D_e, il coefficiente di scambio termico calcolato come sopra indicato deve essere moltiplicato per un coefficiente G > 1, in funzione del rapporto L/D_e. Esperienze condotte al riguardo hanno consentito la determinazione di opportuni valori del coefficiente G, secondo quanto riportato nella Tabella 7.1 seguente:

L/D_e	1.0	5.0	10.0	15.0	20.0	25.0	30.0	35.0	40.0
G	1.76	1.54	1.34	1.22	1.14	1.09	1.05	1.01	1.00

Tabella 7.1: Fattore moltiplicativo relazione Silderberg-Huber.

7.1 Trasmissione del Calore per Convezione con Fluidi ad Elevata Conducibilità Termica

Nei fluidi caratterizzati da un elevato valore della conducibilità termica e, quindi, da un basso valore del numero di Pr, la trasmissione del calore per conduzione nella zona turbolenta non è più trascurabile rispetto a quella dovuta al mescolamento delle particelle fluide. Conseguentemente, la variazione di temperatura non è più sostanzialmente localizzata nello strato limite, ma interessa l'intera sezione del canale. Come è stato già accennato, non si ha più similitudine tra il profilo radiale della velocità e quello della temperatura.

Un parametro che sintetizza l'efficacia del mescolamento rispetto alla conduzione è il numero di Peclet (Pe).

Se Pe < 100., sempre in regime turbolento, la conduzione del fluido governa la trasmissione del calore nella zona turbolenta.

Se Pe è circa pari a 1,000. la conduzione ed il mescolamento hanno importanza confrontabile.

Se Pe > 50,000. il mescolamento è, nella zona turbolenta, il fenomeno più importante e la trasmissione del calore è sostanzialmente determinata dalla resistenza termica nello strato laminare.

Nel caso di condotti a sezione circolare percorsi da sodio, Martinelli e Lyon hanno proposto la seguente correlazione, nella ipotesi che il flusso termico attraverso la parete sia costante:

$$Nu = 7 + 0.025\ Pe^{0.8}$$

Nella ipotesi che sia invece costante la temperatura del condotto, Seban e Shimazaki propongono la seguente correlazione:

$$Nu = 5 + 0.025\ Pe^{0.8}$$

Entrambe le correlazioni proposte sono di tipo binomio e mettono in evidenza la sovrapposizione dei due effetti: quello conduttivo rappresentato dal termine costante e quello convettivo legato al numero di Pe.

Se la sezione del canale non è circolare, si deve naturalmente intendere con D il diametro idraulico della sezione.

Per sezioni anulari aventi diametro interno ed esterno pari, rispettivamente, a D_1 e D_2, sono state proposte le seguenti correlazioni:

- per D_2/D_1 prossimo all'unità, si utilizzano le correlazioni proposte per il calcolo del coefficiente di scambio termico da piastre parallele;
- per D_2/D_1 > 1,4 Bailey e Werner propongono la correlazione:

$$Nu = 5.25 + 0.0188\ Pe^{0.8}\ (D_2/D_1)^{0.2}$$

Se il canale è costituito da intercapedini tra facce piane parallele, Seban propone le seguenti correlazioni:

- calore trasmesso da una sola faccia:

$$Nu = 5.8 + 0.02\ Pe^{0.8}$$

- calore trasmesso da entrambe le facce:

  il coefficiente h può essere determinato utilizzando la correlazione sopra riportata e dividendo il valore trovato per un coefficiente che è funzione dei numeri di Re e di Pr.

8. L'EQUAZIONE GENERALIZZATA DI BERNOULLI E LA SUA APPLICAZIONE AL CALCOLO DEI CONDOTTI

8.1 Introduzione

Nel presente capitolo viene affrontato lo studio del moto di un fluido all'interno di un condotto (nella maggior parte dei casi una tubazione) allo scopo di derivare i criteri di base per il dimensionamento del condotto stesso e degli organi necessari al moto (ovvero, pompe o ventilatori).

Una tubazione in cui scorre un fluido costituisce quello che in termodinamica è definito *sistema aperto*: come tale, il suo studio potrebbe essere affrontato benissimo mediante le equazioni generali di bilancio della termodinamica. Lo scopo di queste note è dunque di riformulare l'equazione di bilancio dell'energia in una forma di uso più pratico e più comune nella tecnica per il calcolo dei condotti stessi. In particolare, restringeremo l'oggetto del nostro studio ai sistemi in *condizioni stazionarie* (ovvero, a regime).

L'esposizione è corredata da numerosi esempi, che i lettori sono invitati a non tralasciare, in quanto essi risultano spesso più istruttivi del testo stesso.

8.2 Nozioni Preliminari

8.2.1 Proprietà dei Fluidi: Densità, Peso Specifico e Viscosità

Per i nostri scopi, un *fluido* può essere definito come *un materiale che non è in grado di reagire a sforzi di taglio statici*. Questo vuol dire che, in condizioni di quiete, attraverso una qualunque superficie ideale tracciata all'interno del fluido non possono trasmettersi forze *parallele* alla superficie stessa. Come conseguenza, un fluido non può avere una forma propria, ma si adatta a quella del suo contenitore. Al contrario, attraverso la stessa superficie possono trasmettersi forze *perpendicolari* alla superficie stessa: la loro risultante per unità di superficie rappresenta la *pressione*.

La *densità* di un fluido (ρ) rappresenta la massa dell'unità di volume e le sue unità SI sono kg/m^3. Viene spesso usata anche la *densità relativa* (adimensionale) che è il rapporto tra la densità del materiale e quella dell'acqua a 4.°C (1,000. kg/m^3). Il *peso specifico* (γ) rappresenta invece il peso della unità di volume e si misura in N/m^3. La relazione tra ρ e γ è ovviamente la stessa che intercorre tra massa e peso

$$\gamma = \rho\, g \qquad (1)$$

dove *g* rappresenta l'accelerazione di gravità (9.8066 m/s^2 al livello del mare). La densità di alcuni liquidi è riportata in Tabella 8.1. Si ricorda che, in generale, la densità di un fluido dipende dalla temperatura e dalla pressione; per un liquido, la dipendenza dalla pressione è molto debole e si può in genere trascurare. Un fluido la cui densità è costante in ogni condizione si dice *incomprimibile*. Nessun fluido reale è perfettamente incomprimibile, tuttavia tale modello si adatta molto bene ad un liquido (se le variazioni di temperatura non sono molto elevate) ed anche ad un aeriforme (se le variazioni di temperatura e pressione sono molto piccole rispetto al valore medio). Il modello di fluido incomprimibile non è inoltre soddisfacente quando il fluido si muove a velocità prossime a quelle della propagazione del suono in esso: questo non si verifica in genere nelle applicazioni che considereremo (la velocità del suono è circa 300. m/s in aria e 1,500. m/s in acqua).

In condizioni dinamiche, un fluido è in grado di trasmettere anche sforzi di taglio: se ad esempio poniamo una tavoletta al di sopra di uno strato di fluido in moto, essa verrà trascinata nella direzione

del moto come risultato delle forze che agiscono in direzione parallela alla superficie che la separa dal fluido.

La *viscosità dinamica* e la proprietà fisica che caratterizza la capacità di un fluido di trasmettere sforzi di taglio *dinamici*. Essa si indica in generale con μ. Noi considereremo solo una particolare classe di fluidi, detti *fluidi newtoniani*, per cui la viscosità è data dall'espressione

$$\mu = -\frac{\tau}{dw/dy} \quad \left[\frac{N}{m^2}s = Pa \cdot s\right] \qquad (2)$$

dove τ rappresenta lo sforzo di taglio viscoso [N/m^2], ovvero la forza che agisce per unità di area su una superficie interna al fluido in direzione parallela a tale superficie, e *dw*/*dy* è la derivata della velocità del fluido in direzione perpendicolare alla superficie considerata. Il modello di fluido newtoniano si adatta molto bene alla maggior parte dei fluidi sia liquidi che aeriformi, tranne quelli molto viscosi, quali grasso, dentifricio e paste in generale.

L'Eq. (1) può essere riscritta nella forma

$$\tau = -\mu\frac{dw}{dy} \qquad (3)$$

da cui si vede che l'entità dello sforzo di taglio è tanto maggiore quanto maggiori sono la viscosità ed i gradienti di velocità. La viscosità è sempre positiva: dato il segno, lo sforzo viscoso si oppone sempre al moto e rappresenta pertanto una *forza dissipativa*. Un fluido è quindi tanto più viscoso quanto più si "oppone al moto". I valori della viscosità di alcuni fluidi sono riportati in Tabella 8.2: da notare come la viscosità di un fluido vari fortemente con la temperatura.

Per concludere si ricorda che talvolta si fa riferimento alla *viscosità cinematica* del fluido, indicata generalmente con la lettera ν e definita come il rapporto tra viscosità dinamica e densità:

$$\upsilon = -\frac{\mu}{\rho} \qquad (4)$$

Le sue unità nel sistema SI sono m^2/s.

8.2.2 Portata e velocità del fluido

Si definisce *portata massica* di fluido in un condotto la massa di fluido che attraversa una sezione del condotto nell'unità di tempo. Essa si indica in genere con *G* e si misura in kg/s. Si definisce anche la *portata in volume* di fluido (*Q*, misurata in m^3/s) come il volume di fluido che attraversa una determinata sezione nella unità di tempo. Queste due quantità sono ovviamente legate dalla stessa relazione che lega massa e volume, ovvero, se la densità è costante nella sezione

$$G = \rho\, Q \qquad (5)$$

La velocità di una particella fluida può essere definita, in accordo con la meccanica, come la derivata della sua posizione rispetto al tempo e verrà indicata con $\vec{w}$ (il modulo del vettore sarà indicato con *w*). In genere, la velocità all'interno di un fluido in moto non è costante in ogni punto: in particolare, la velocità è in genere massima nella zona centrale del condotto ed *è nulla* nelle zone di contatto con le superfici solide. In altre parole, un fluido non scorre su una superficie come fa un solido su un altro solido: la velocità relativa nella zona di contatto è sempre nulla. Lo scorrimento si verifica tra gli strati di fluido immediatamente adiacenti alla superficie, dove i gradienti di velocità sono in genere elevati.

Si può definire una *velocità media* (detta più precisamente *velocità media di portata*, indicata con $\overline{w}$) del fluido come la velocità del fluido, ipotizzata costante nella sezione, che produrrebbe la stessa portata in volume. Il fluido che attraversa una sezione del condotto in 1. s, in tali condizioni, è quello contenuto in un cilindro di altezza $\overline{w}$ e sezione pari a quella del condotto, *A*. La velocità media $\overline{w}$ è quindi data da:

$$Q=\overline{w}A \qquad (6)$$

e di conseguenza la relazione che lega la portata massica alla velocità media è

$$G=\rho\overline{w}A \qquad (7)$$

Seppure in modo molto indicativo, si può dire che nella pratica ingegneristica la velocità media dei liquidi nei condotti ha valori di 2. ÷ 5. m/s, mentre per gli aeriformi i valori più comuni sono intorno a 10. ÷ 30. m/s.

ESEMPIO 1 - Calcolo del diametro di una tubazione

Una tubazione trasporta una portata G = 80,000. t/h di acqua marina (ρ = 1,030. kg/m^3) per il raffreddamento del condensatore di una centrale termoelettrica. Supponendo una velocità media nel condotto di 4. m/s, calcolare il diametro della tubazione (supposta circolare).

La portata deve essere convertita in unità SI (kg/s)

$$G=80{,}000.\frac{t}{h}=80{,}000.\frac{1{,}000.\ kg}{3{,}600.\ s}=22{,}200.\ kg/s$$

La sezione del condotto si ricava dall'Eq. (7)

$$A=\frac{G}{\rho\overline{w}}=\frac{22{,}200.}{1{,}030.\cdot 4.}=5.4m^2$$

e quindi il suo diametro vale

$$D=\sqrt{\frac{4A}{\pi}}=2.6m$$

❑

8.3 Moto Laminare e Turbolento - Numero di Reynolds

Se osserviamo il getto di acqua si nota che, finché la portata è bassa, il getto e liscio e lucido; all'aumentare della portata compaiono sulla superficie delle irregolarità di sempre maggiore entità. Lo stesso fenomeno si ripete in ogni fluido in moto: quando la portata, e quindi la velocità, superano un valore critico, le irregolarità del moto non sono più smorzate dalle forze viscose. Si dice che il moto ha avuto una transizione dal regime *laminare* a quello *turbolento*. Nel moto turbolento la velocità *di ogni particella* si può suddividere in una componente media, indipendente dal tempo, e una componente fluttuante, di ampiezza generalmente minore, che oscilla nel tempo con uno spettro di frequenze relativamente elevate. Questa seconda componente non è presente nel moto laminare, che pertanto viene spesso definito come moto "ordinato".

Si noti che il moto turbolento è *intrinsecamente non stazionario*: esso può essere considerato solo *mediamente stazionario*, trascurando gli effetti della componente fluttuante di velocità. Si faccia inoltre attenzione a non confondere la *velocità media locale* qui definita con la *velocità media di portata* di cui si è scritto in precedenza. Il moto turbolento dei fluidi rimane uno dei problemi aperti

della fisica: per quanto possa sembrare sorprendente, dopo più di un secolo di studio esso sfugge ancora ad una completa caratterizzazione. Anche le cause e le modalità della transizione laminare - turbolenta rimangono ancora da chiarire completamente.

Un criterio per determinare se il moto in un condotto è laminare o turbolento venne formulato sperimentalmente dal fisico inglese Osborne Reynolds (1842-1912). Secondo tale criterio, il moto *in un condotto* è laminare quando il seguente gruppo adimensionale, detto *numero di Reynolds*

$$\mathrm{Re}=\frac{\rho \overline{w} D_H}{\mu} \qquad (8)$$

è inferiore al valore di 2,000. Per *Re*>10,000 il moto è completamente turbolento; per i valori intermedi (2,000>*Re*>10,000) si ha una regione di transizione. In *Re* compare la grandezza D_H , detta *diametro idraulico* del condotto, definito come

$$D_H=\frac{4A}{P} \qquad (9)$$

dove *A* è la sezione del condotto e *P* rappresenta il perimetro bagnato dal fluido. Si può verificare facilmente che, se la sezione è circolare, D_H è pari al diametro del condotto stesso.

Il valore critico del numero di Reynolds, qui fissato al suo valore "storico" di 2,000. può in realtà variare notevolmente con la configurazione geometrica e perfino con le azioni esterne (es. vibrazioni del sistema). Al lettore interessato si consiglia la lettura dell'Appendice F di *Heat Transfer*, di A. Bejan, Wiley 1992. Nella tecnica, il moto di un fluido è quasi sempre turbolento: raramente si ha a che fare con moti di tipo laminare, tranne che in oleodinamica.

ESEMPIO 2 - Moto in un condotto rettangolare

In un condotto rettangolare di sezione 20x40 mm scorre acqua a 20.°C alla velocità media di 0.5 m/s. Determinare se il moto è laminare o turbolento. Ripetere il calcolo, a parità di ogni altra condizione, nel caso che il fluido sia aria a pressione atmosferica (ρ = 1.26 kg/m^3).

Il diametro idraulico del condotto è dato da

$$D_H=\frac{4A}{P}=\frac{4\cdot 20\cdot 40}{2\cdot(20+40)}=26.67\text{mm}$$

e per l'acqua, adottando i valori dati nelle tabelle allegate, *Re* vale

$$\mathrm{Re}=\frac{\rho \overline{w} D_H}{\mu}=\frac{1{,}000.\cdot 0.5\cdot 26.67\cdot 10^{-3}}{0.001}=13{,}300.$$

quindi il moto è decisamente turbolento, essendo *Re*>10000.

Per l'aria si ha

$$\mathrm{Re}=\frac{\rho \overline{w} D_H}{\mu}=\frac{1.26\cdot 0.5\cdot 26.67\cdot 10^{-3}}{1.82\cdot 10^{-5}}=923.$$

e quindi il moto è laminare.

❑

ESEMPIO 3 - Sforzo tra due cilindri coassiali rotanti.

Due cilindri coassiali di lunghezza 0.3 m, hanno diametri rispettivamente di 50. e 52. mm. Il cilindro interno ruota ad una velocità di 40 giri al minuto (rpm). Il meato (intercapedine) tra i due cilindri è riempito di un olio di viscosità dinamica pari a 900. mPa s. Assumendo che il profilo di velocità nel meato tra i due cilindri sia lineare e trascurando le forze agenti sulle basi dei cilindri, calcolare la coppia necessaria a mantenere il cilindro interno in rotazione.

La velocità del fluido in corrispondenza del cilindro esterno è nulla. In corrispondenza del cilindro interno, essa è pari alla velocità periferica del cilindro stesso, ovvero

$$w = \omega\ r = \frac{2\pi\ n}{60} r = \frac{2\pi\ 40}{60} 0.025 = 0.11 \text{ m/s}$$

la derivata della velocità rispetto al raggio è costante (dato che il profilo di velocità è lineare) e vale

$$\frac{dw}{dr} = \frac{w}{t}$$

dove t=1. mm è lo spessore del meato. Di conseguenza lo sforzo di taglio alla parete interna vale

$$|\tau| = \mu \frac{dw}{dr} = \mu \frac{w}{t}$$

La risultante di tale sforzo su un elemento infinitesimo di superficie dS vale $\tau\ dS$, e il suo momento rispetto all'asse del cilindro vale $M = \tau\ R\ dS$. Il momento risultante si otterrà integrando l'espressione precedente su tutta la superficie laterale S del cilindro

$$M = \iint_S \tau R\, dS$$

Considerato che τ ed R sono costanti, si ha

$$M = \tau R \iint_S dS$$

dove l'integrale rappresenta semplicemente la superficie laterale del cilindro ($2\pi R\ L$). Quindi

$$M = \tau R\ 2\pi R L = 2\pi\mu \frac{w}{t} R^2 L = 2\pi 10^{-3} \frac{0.11}{0.001} 0.025^2 \cdot 0.3 = 1.3 \cdot 10^{-4} \text{ Nm}$$

Un dispositivo simile viene usato per misurare la viscosità dei fluidi. La stessa formula ci dà la coppia di attrito che si sviluppa nel perno di un cuscinetto a sostentamento oleodinamico.

❑

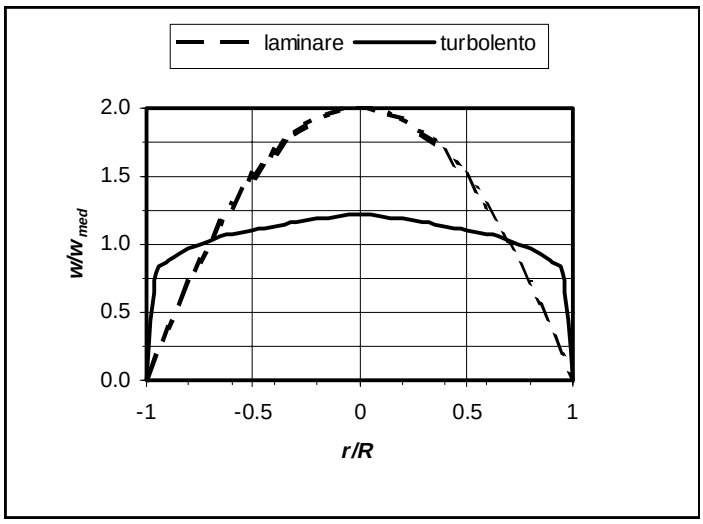


Figura 8.1**:** Profili di velocità (normalizzati al valore medio) per moto laminare e turbolento.

Il profilo di velocità all'interno di un condotto circolare differisce notevolmente nel caso di moto laminare e turbolento (ci si riferisce qui al valore medio locale, non prendendo in considerazione le fluttuazioni turbolente). Come risulta dalla Figura 8.1, nel caso di moto laminare il profilo di velocità è parabolico, mentre nel caso turbolento è notevolmente appiattito nella parte centrale del condotto e i gradienti di velocità si localizzano in prossimità della parete. Da notare che entrambi i diagrammi rappresentano i valori di velocità normalizzati rispetto alla velocità media $\overline{w}$ mentre la velocità assoluta in caso di moto turbolento è notevolmente superiore a quella in moto laminare. Nel caso di moto laminare, il valore medio di velocità è la metà del valore massimo al centro del condotto, mentre nel caso di moto turbolento tale rapporto varia tra 0.8 e 0.9 (cresce al crescere di *Re*) per cui la velocità media e quella massima sono grossomodo coincidenti.

ESEMPIO 4 - Calcolo della portata da una misura di velocità

Un misuratore di velocità posto al centro un camino di sezione circolare di 15. cm di diametro indica un valore di 0.05 m/s. Ipotizzando che il moto sia laminare, calcolare la portata volumetrica dei fumi nel camino.

La velocità misurata al centro del condotto rappresenta il valore massimo della stessa. Se il moto è laminare, si ha che

$$\overline{w}=0.5w_{max}$$

per cui la portata volumetrica vale

$$G=\overline{w}A=0.5w_{max}\frac{\pi D^2}{4}=4.42\cdot 10^{-4}\,m^3/s$$

ovviamente, tale risultato è valido solo se il moto è veramente laminare. Il lettore interessato può verificare che questo è vero se i fumi hanno una viscosità cinematica di $3x10^{-5}$ m^2/s.

❑

8.4 Bilancio di Massa - Equazione di Continuità

Dato che i condotti che consideriamo sono dei sistemi aperti a regime, l'equazione di bilancio di massa si formula come

$$G=\rho\overline{w}A=\text{costante} \qquad (10)$$

e applicandola tra le sezioni *a* e *b* del condotto, si ha

$$\rho_a\,\overline{w}_a\,A_a=\rho_b\,\overline{w}_b\,A_b \qquad (11)$$

dato che considereremo solo fluidi incomprimibili, per cui ρ = costante, si ha infine

$$\overline{w}_a A_a = \overline{w}_b A_b \qquad (12)$$

E' importante notare una conseguenza della equazione precedente: da essa si vede che un fluido si muove più velocemente in corrispondenza di un restringimento di sezione.

8.5 L'Equazione Generalizzata di Bernoulli

L'equazione di bilancio per unità di massa di un sistema aperto si può scrivere in forma differenziale

$$dh+de_c+de_p=dq-dl' \qquad (13)$$

ricordando che

$$\begin{cases} dh=Tds+vdp \\ dq=Tds-Tds_s \end{cases} \qquad (14)$$

e sostituendo nella precedente, si ha, con semplici passaggi

$$vdp+de_c+de_p=-Tds_s-dl' \qquad (15)$$

I termini di energia potenziale e cinetica valgono rispettivamente

$$\begin{cases} de_p=gdz \\ de_c=\alpha d\dfrac{\overline{w}^2}{2} \end{cases} \qquad (16)$$

dove *z* rappresenta la quota del fluido (più precisamente, del suo baricentro) rispetto ad un riferimento arbitrario ed il termine α indica che, a causa della distribuzione (profilo) di velocità nel condotto, l'energia cinetica non è esprimibile semplicemente in funzione della velocità media del fluido. In moto laminare si ha $\alpha = 2$ e in moto turbolento $\alpha \approx 1.06$ (in quest'ultimo caso, si può assumere $\alpha=1$). Più dettagliatamente, l'energia cinetica è una proprietà estensiva del fluido: essa andrebbe valutata come integrale delle energie cinetiche di tutte le particelle fluide che attraversano una determinata sezione, una volta nota la distribuzione di velocità nella sezione stessa. Il risultato di tale calcolo è una valutazione accurata del coefficiente α in ogni condizione. Tuttavia tale approccio va oltre gli scopi delle presenti note. Da notare comunque che l'energia cinetica effettiva è sempre maggiore di quella calcolata in base alla velocità media.

Tenuto infine conto che $v = 1/\rho$, si ha

$$\frac{dp}{\rho}+\alpha d\frac{\overline{w}^2}{2}+gdz=-dl'-Tds_s \qquad (17)$$

a causa della tradizione invalsa nella tecnica, in questo contesto si formula l'equazione di bilancio riferendosi all'unità di peso anziché a quella di massa. Le unità di misura dei singoli termini divengono allora J/N = Nm/N = m, ovvero tutti i termini hanno le dimensioni di un'*altezza*. Per riferirsi all'unità di peso, è sufficiente dividere tutti i termini dell'equazione precedente per l'accelerazione di gravità *g*. Inoltre il termine dissipativo, Tds_s/g che rappresenta le perdite dovute alle irreversibilità, si indica con dh_A; il termine dl'/g che rappresenta il lavoro meccanico utile scambiato dal sistema, si indica con $-dh'$ (il cambiamento di segno riflette il fatto che in questo contesto si ha in genere a che fare con macchine operatrici, ed è quindi più conveniente considerare positivo il lavoro ceduto al sistema). Si ottiene infine

$$\frac{dp}{\gamma}+\frac{\alpha}{2g}d\overline{w}^2+dz=dh'-dh_A \qquad (18)$$

L'equazione suddetta prende il nome di *equazione generalizzata di Bernoulli*[25]

Nel caso di *fluidi incomprimibili*, l'equazione precedente può essere facilmente integrata fra due sezioni *a* e *b* del condotto, fornendo

$$\frac{p_b-p_a}{\gamma}+\frac{\alpha}{2g}\left(\overline{w}_b^2-\overline{w}_a^2\right)+\left(z_b-z_a\right)=h'-h_A \qquad (19)$$

Da notare che la Eq.18 discende direttamente dal primo principio della termodinamica, e vale quindi per *qualunque fluido*; la Eq.19, essendo invece stata integrata supponendo ρ = costante, vale solo per *fluidi incomprimibili*.

8.6 Determinazione delle Perdite di Carico

Le perdite per attrito vengono convenzionalmente divise in due aliquote

$$h_A=h_{A,d}+h_{A,c} \qquad (20)$$

dove $h_{A,d}$ rappresenta le *perdite di carico distribuite*, ossia quelle causate dalla dissipazione dovuta agli effetti viscosi lungo le pareti dei condotti, mentre $h_{A,c}$ rappresenta le *perdite di carico concentrate*, dovute alla dissipazione nelle discontinuità localizzate del condotto, quali curve, restringimenti, allargamenti, valvole, etc.

8.6.1 Perdite di Carico Distribuite

Le perdite di carico distribuite sono espresse da

$$h_{A,d}=\lambda(Re,\varepsilon/D_H)\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g} \qquad (21)$$

dove *L* è la lunghezza del condotto e λ è un coefficiente detto *coefficiente di Darcy*. Come indicato, quest'ultimo dipende dal numero di Reynolds e dalla rugosità relativa del condotto (ε/D_H, adimensionale) che rappresenta la rugosità media della superficie del condotto ε normalizzata rispetto al diametro idraulico del condotto stesso. La dipendenza di λ da *Re* ed ε/D_H è espressa graficamente nel diagramma riportato in Figura 8.2, detto *diagramma di Moody*. Si noti come, per moto turbolento in tubi rugosi, λ diviene costante al di sopra di un determinato valore di *Re*.

Da notare che il diagramma di Moody rappresenta in pratica una situazione abbastanza favorevole: per variazioni di *Re* di cinque ordini di grandezza, λ varia poco meno di una decade. Nel caso che manchino informazioni precise sulla rugosità del condotto o su *Re*, o semplicemente per fare presto, conviene assumere per λ il "valore magico" 0.02.

[25]Il fisico svizzero Daniel Bernoulli (1700 - 1782) formulò per primo l'equazione suddetta, senza tenere conto dei termini dissipativi e di apporto energetico *h'*. Per tale motivo, la presente formulazione viene detta *generalizzata*.

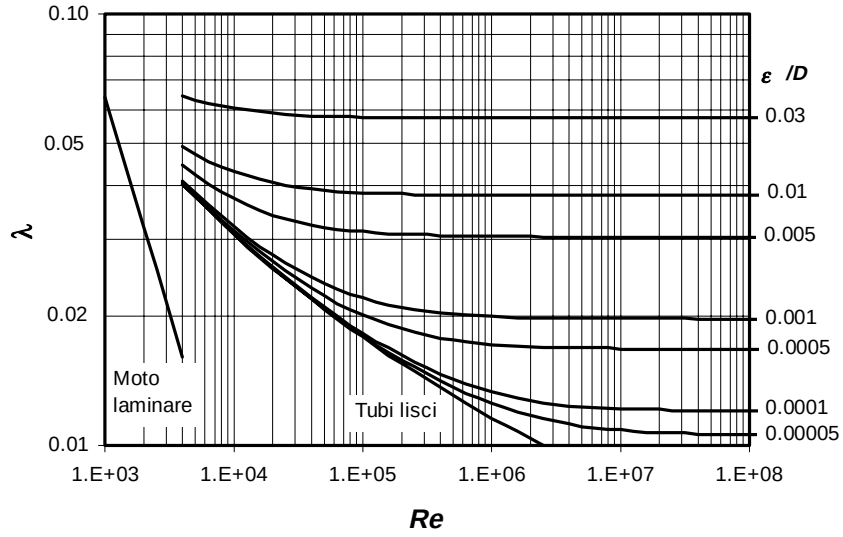


Figura 8.2: Diagramma di Moody

ESEMPIO 5 - Calcolo delle perdite di carico distribuite

In una tubazione di ghisa avente rugosità media di 260. μm, diametro D = 80. mm e lunghezza L = 50. m, scorre una portata G = 20. kg/s di acqua a 40.°C. Calcolare le perdite di carico distribuite e la caduta di pressione lungo la tubazione.

La velocità nel condotto vale

$$\overline{w}=\frac{G}{\rho A}=\frac{20}{1000\frac{\pi 0.08^2}{4}}=4\text{m/s}$$

Dalla Tabella 8.2 si ricava che la viscosità dell'acqua a 40.°C è μ = 680. μPa s , quindi il numero di Reynolds e la rugosità relativa valgono rispettivamente

$$\text{Re}=\frac{\rho\overline{w}D_H}{\mu}=\frac{1000\cdot 4\cdot 8\cdot 10^{-2}}{68\cdot 10^{-5}}=470000$$

$$\frac{\varepsilon}{D}=\frac{0.260}{80}=0.003$$

dal diagramma di Moody (oppure dalla correlazione di Haaland, vedi Paragrafo 8.6.2) si ricava λ = 0.027, per cui

$$h_{A,d}=\lambda\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g}=0.027\frac{50\cdot 4^2}{2\cdot 0.08\cdot 9.81}=13.7\text{m}$$

❑

ESEMPIO 6 - Dipendenza delle perdite di carico distribuite dalla velocità per moto laminare e turbolento

Ricavare il legame che intercorre tra le perdite di carico distribuite e la velocità media del fluido in moto laminare (λ = 64/*Re*) e in moto pienamente turbolento (λ = costante).

In moto laminare si ha

$$h_{A,d}=\lambda\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g}=\frac{64}{\text{Re}}\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g}=\frac{64\mu}{\rho\overline{w}D_H}\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g}=\frac{32\mu L}{g\rho D_H^2}\overline{w}$$

mentre nel moto turbolento, più semplicemente

$$h_{A,d}=\lambda\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g}==\frac{\lambda L}{2gD_H}\overline{w}^2$$

Le perdite di carico distribuite sono dunque proporzionali alla velocità media del fluido se il moto è laminare, ed al suo quadrato se il moto è turbolento con λ =costante (quest'ultima è la situazione che

si presenta più frequentemente nella pratica). Nelle situazioni intermedie, in cui λ dipende da $\overline{w}$, si avrà una dipendenza da $\overline{w}$ più complessa. Notare anche che nel moto pienamente turbolento le perdite di carico sono indipendenti dalla viscosità.

❑

ESEMPIO 7 - Dipendenza delle perdite di carico distribuite dal diametro del condotto

Calcolare le perdite di carico distribuite in una tubazione da 3/4 pollice (diametro interno *D* = 20.9 mm) di lunghezza *L* = 10. m, in cui scorre una portata G = 36. kg/min di acqua. Si supponga per semplicità λ=0.02. Ripetere il calcolo per la stessa portata in un tubo da ½ pollice (*D* = 15.7 mm).

La portata deve essere convertita in unità SI (kg/s)

$$G=36\frac{kg}{min}=36\frac{kg}{60s}=0.6kg/s$$

Esprimiamo le perdite di carico distribuite in funzione della portata

$$h_{A,d}=\lambda\frac{L}{D}\frac{\overline{w}^2}{2g}=\lambda\frac{L}{D}\frac{1}{2g}\left(\frac{G}{\rho A}\right)^2=\lambda\frac{L}{D}\frac{1}{2g}\left(\frac{G}{\rho}\frac{4}{\pi D^2}\right)^2=\lambda\frac{8LG^2}{\pi^2 g\rho^2 D^5}$$

Per il tubo da 3/4/ pollice si ha quindi

$$h_{A,d}=0.02\frac{8\cdot 10\cdot 0.6^2}{\pi^2\cdot 9.81\cdot 1000^2\cdot 0.0209^5}=1.5m$$

mentre per la tubazione da ½ pollice

$$h_{A,d}=0.02\frac{8\cdot 10\cdot 0.6^2}{\pi^2\cdot 9.81\cdot 1000^2\cdot 0.0157^5}=6.2m$$

Quindi una piccola riduzione di diametro ha una grandissima influenza sulle perdite di carico. Del resto, la formula indica chiaramente che a parità di portata le perdite di carico sono inversamente proporzionali a D^5 (il che vuol dire che, *a parità di portata*, dimezzando il diametro del condotto le perdite di carico aumentano di un fattore 32!). Nella realtà, bisogna considerare che anche λ varia leggermente, ma questo non altera sostanzialmente il risultato.

❑

8.6.2 Espressioni per la Valutazione del Coefficiente di Darcy

Le espressioni riportate nel seguito sono utili per calcolare λ.

Moto laminare

$$\lambda=\frac{64}{Re} \qquad (22)$$

Moto turbolento, tubo liscio ($4000 > Re > 10^5$): legge di Blasius

$$\lambda=\frac{0.316}{Re^{0.25}} \qquad (23)$$

Moto turbolento, tubo rugoso, 4000 < Re < 10^8 , formulazione semplificata

La seguente espressione di λ, dovuta ad Haaland, sebbene non rigorosa, approssima λ con un errore massimo del 1.5% nel campo di Re indicato per $0 < \varepsilon/D < 0.05$, e consente un calcolo esplicito (ovvero, senza fare uso di metodi iterativi)

$$\lambda = \left\{ -0.782 \ln \left[\frac{6.9}{\mathrm{Re}} + \left(\frac{\varepsilon}{3.7\mathrm{D}} \right)^{1.11} \right] \right\}^{-2} \qquad (24)$$

Da notare che la formula precedente, per ε = 0, non fornisce valori esattamente uguali alla legge di Blasius. Gli scarti sono comunque piccoli.

8.6.3 Perdite di carico concentrate

I condotti normalmente utilizzati per il trasferimento dei fluidi sono generalmente costituiti da tratti ad asse pressoché rettilineo a sezione costante, tra i quali sono inseriti elementi (singolarità) nei quali il fluido subisce variazioni di velocità, sia in modulo (variazioni di sezione), sia in direzione (curve, diramazioni, valvole, ecc.). Le cadute di pressione durante il moto possono essere pertanto distribuite lungo i tratti ad asse rettilineo ed a sezione costante del condotto o concentrate in corrispondenza delle singolarità.

Le perdite di carico distribuite possono essere determinate nel modo seguente. Si supponga che il condotto abbia sezione circolare e che le superfici interne siano lisce ($\varepsilon/D < 15 \times 10^{-5}$ dove ε è la rugosità della superficie e D il diametro del condotto). I parametri fisici che hanno influenza sul fenomeno sono essenzialmente:

- D diametro del condotto
- v velocità del fluido
- μ viscosità del fluido
- ρ densità del fluido

Si potrà allora scrivere:

$$\frac{dp}{dz} = f(D, v, \mu, \rho) = \text{perdite di carico per unità di lunghezza}$$

Applicando l'analisi dimensionale, si ottiene:

$$\frac{dp}{dz} = f\left(\frac{vD\rho}{\mu}; \frac{\rho v^2}{D} \right)$$

L'espressione suddetta viene comunemente scritta nel modo seguente:

$$\frac{dp}{dz} = f(\mathrm{Re}) \frac{\rho v^2}{2D}$$

o anche, introducendo la portata specifica di massa $G = \rho v$

$$\frac{dp}{dz} = f(\mathrm{Re}) \frac{G^2}{2\rho D}$$

La funzione f è chiamata "fattore di attrito". L'andamento della stessa in funzione del numero di Reynolds è stata ricavata sperimentalmente. Essa subisce una forte discontinuità nel passaggio dal regime laminare a quello turbolento.

In regime laminare f può essere ricavata teoricamente ed ha la seguente espressione:

$$f = \frac{64}{Re}$$

In regime turbolento, i risultati sperimentali ottenuti mostrano che, con buona approssimazione, per $5 \times 10^3 < Re < 2 \times 10^5$, può essere assunta per f la seguente espressione:

$$f = 0.184\, Re^{-0.2}$$

Si prenda ora in considerazione la rugosità delle superfici delle pareti del condotto. Tale grandezza potrà essere caratterizzata dal rapporto $\varepsilon = e/D$ tra l'altezza media delle asperità della superficie ed il diametro del condotto.

E' stato osservato sperimentalmente che, come era logico attendersi, il fattore di attrito aumenta all'aumentare di ε. Per ogni valore di ε esiste peraltro un valore di Re al di sopra del quale f diventa praticamente indipendente da Re. Ciò può essere facilmente spiegato. Per un dato valore del rapporto e/D e, quindi, dell'altezza media delle asperità per un canale di diametro assegnato, è possibile, aumentando Re, arrivare ad una condizione tale per cui l'altezza del film diventa praticamente uguale a quella media e delle asperità. In queste condizioni il moto è pienamente turbolento nell'intera sezione, compreso lo strato limite, e quindi le perdite di carico distribuite diventano proporzionali al quadrato della velocità così come avviene per le perdite concentrate.

Qualora la sezione del condotto non sia circolare, le relazioni sopra ricordate possono essere ancora utilizzate, intendendo con D il diametro idraulico equivalente.

Nella Figura 8.3 sono riportati i diagrammi (curve di Moody) che consentono di ricavare il fattore di attrito f in funzione di Re e del rapporto e/D.

E' necessario ricordare che il coefficiente di attrito f introdotto nelle relazioni precedenti è il coefficiente di Darcy. Alcune volte viene utilizzata per il calcolo delle perdite di carico la relazione seguente:

$$\frac{dp}{dz} = f' \frac{2\rho v^2}{D}$$

dove f' è il coefficiente di attrito di Fanning. E' immediato constatare che risulta:

$$f' = \frac{f}{4}$$

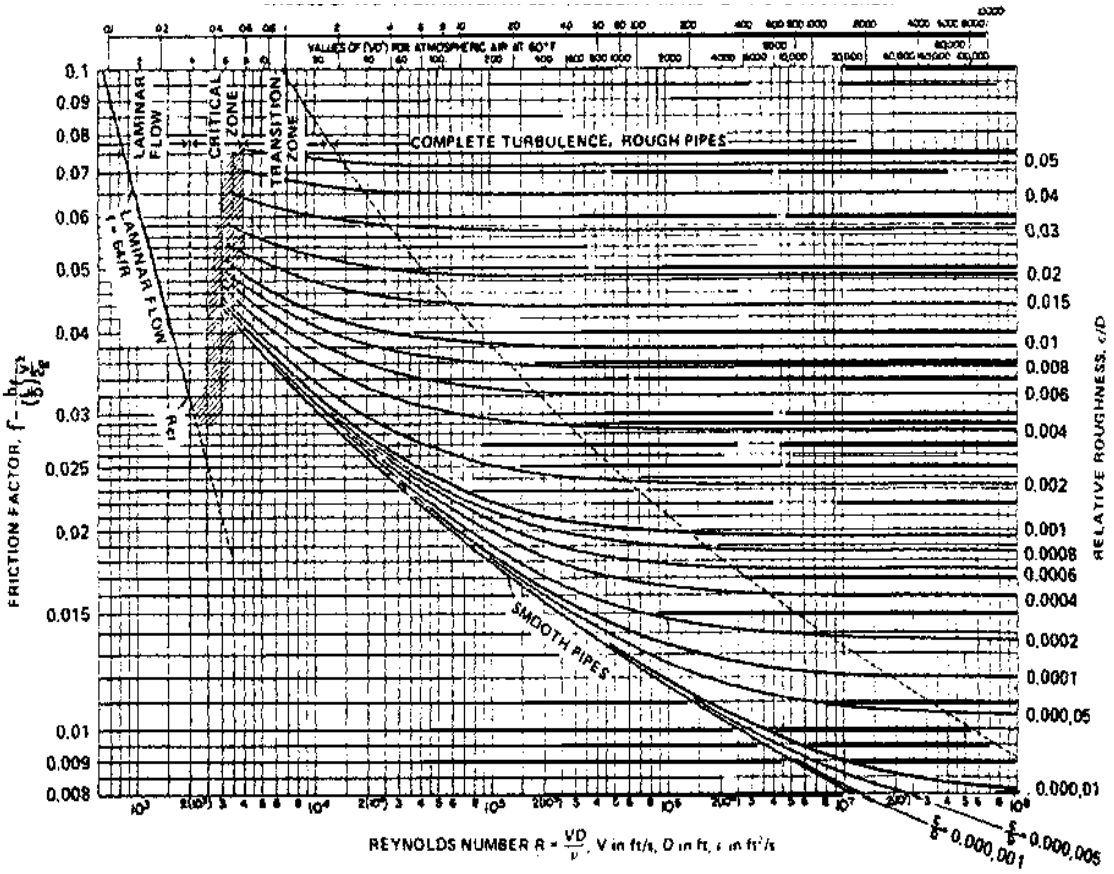


Figura 8.3: Curve di Moody.

Le perdite di carico concentrate sono espresse da

$$h_{A,c} = \sum_i K_i \frac{\overline{w}_i^2}{2g} \qquad (25)$$

Dove $\overline{w}_i$ rappresenta la velocità con cui il fluido attraversa la discontinuità e K_i un coefficiente di perdita di carico concentrata, che è tabulato nei manuali. Alcuni valori notevoli di K_i sono riportati in Tabella 8.3. Una raccolta vastissima di valori di K_i è riportata nel testo: *Memento des pertes de charge: coefficients de pertes de charge singulieres et de pertes de charge par frottement,* di Idelcik I. E., Eyrolles, Paris, 1960. La sommatoria indica che si devono sommare i contributi di tutte le accidentalità presenti nel circuito.

In alcuni casi, ad esempio un restringimento di sezione, essendo la velocità del fluido diversa a monte ed a valle, l'equazione precedente è ambigua: in genere le tabelle precisano se si deve assumere il valore di velocità prima o dopo la discontinuità stessa.

ESEMPIO 8 - Calcolo delle perdite di carico distribuite e concentrate

Da un serbatoio in pressione fuoriesce una tubazione di scarico di diametro 25. mm e lunghezza di 5. m, con quattro gomiti a 90°, in cui scorre una portata G = 1.96 kg/s di acqua a 20. °C. Assumendo un valore di λ = 0.02, determinare la pressione nel serbatoio, se lo sbocco della tubazione si trova a pressione atmosferica ed alla stessa quota del pelo libero del serbatoio.

Detti *a* e *b* rispettivamente il pelo libero del serbatoio e lo sbocco della tubazione, l'equazione di Bernoulli diviene

$$\frac{p_b - p_a}{\gamma} + \frac{1}{2g}\overline{w}_b^2 = -h_A$$

da cui si ha che la pressione *relativa* nel serbatoio deve valere

$$p_a - p_b = \frac{\rho}{2}\overline{w}_b^2 + \gamma\left(h_{AC} + h_{AD}\right)$$

la velocità del fluido nella tubazione è data da

$$\overline{w} = \frac{G}{\rho A} = \frac{1.96}{1000\dfrac{\pi 0.025^2}{4}} = 4\,\text{m/s}$$

le perdite distribuite sono date da

$$h_{A,d} = \lambda\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g} = 0.02\frac{5\cdot 4^2}{2\cdot 0.025\cdot 9.81} = 3.26\,\text{m}$$

le perdite concentrate sono dovute all'imbocco dal serbatoio ($K_1 = 1$) e ai gomiti ($K_2 = K_3 = K_4 = K_5 = 0.5$) per cui

$$h_{A,c} = \sum_{i=1}^{5} K_i \frac{\overline{w}_i^2}{2g} = \frac{\overline{w}^2}{2g}\sum_{i=1}^{5} K_i = \frac{16}{2\cdot 9.81}3 = 2.45\ \text{m}$$

da cui si ha infine

$$p_a - p_b = \frac{1000}{2}16 + 9.81\cdot 1000\cdot\left(2.45 + 3.26\right) = 0.64\,\text{bar}$$

❑

Metodo delle lunghezze equivalenti

Questo metodo si basa sull'osservazione che ogni perdita concentrata può essere rimpiazzata da un tubo di appropriata lunghezza, che dia le stesse perdite di carico. Tale *lunghezza equivalente* è facilmente calcolabile

$$\lambda\frac{L_E}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g} = K_i\frac{\overline{w}^2}{2g}$$
$$L_E = \frac{K_i D_H}{\lambda} \qquad (26)$$

Una difficoltà consiste nel fatto che il valore del coefficiente λ può essere inizialmente incognito: tuttavia si può spesso darne una stima ragionevole, e a meno che le perdite concentrate non costituiscano un'aliquota significativa delle perdite totali, tale stima non necessita di ulteriori correzioni.

Ovviamente, questo metodo non presenta nessun vantaggio nel caso si debbano determinare le perdite di carico. Al contrario, vi sono vantaggi nel caso si debba calcolare la portata o determinare il diametro del condotto.

8.7 Prevalenza della Pompa - Potenza Resa e Potenza Assorbita

Il termine *h'*, che compare nella equazione di Bernoulli, è comunemente detto *prevalenza della pompa*. La prevalenza di una pompa (che si esprime in metri) può dunque essere definita rigorosamente come la *quantità di energia che la pompa aggiunge all'unità di peso del fluido*. Come vedremo nei successivi esempi, la prevalenza si presta anche ad altre interpretazioni meno generali.

ESEMPIO 9 - Determinazione della prevalenza di una pompa

Una pompa opera con un fluido di densità $\rho = 800.\ kg/m^3$ e si misura una differenza di pressione tra ingresso ed uscita di 0.94 bar. Le tubazioni di aspirazione e di mandata hanno lo stesso diametro e sono situate alla stessa quota. Determinare la prevalenza della pompa.

Applicando l'equazione di Bernoulli tra l'ingresso e l'uscita della pompa si ha

$$\frac{p_b - p_a}{\gamma} = h'$$

da cui

$$h' = \frac{p_b - p_a}{\rho g} = \frac{94000}{800 \cdot 9.8066} = 12\ m$$

Notare che non si devono considerare perdite all'interno della pompa, dato che esse sono già conglobate nel temine *h'*. Con questo metodo, misurando le pressioni in ingresso ed uscita per varie portate, si determina la curva caratteristica della pompa. Se necessario, si può anche correggere il risultato per tenere conto delle differenti velocità del fluido in ingresso ed in uscita.

❑

La prevalenza di una pompa varia al variare della portata, principalmente perché variano le perdite al suo interno. La curva che rappresenta tale variazione viene detta curva caratteristica della pompa e viene spesso fornita dal costruttore insieme alla pompa stessa. Essa è anche generalmente riportata per punti sulla targa applicata alla pompa, che riassume tutti i dati della pompa stessa.

Alcuni andamenti tipici della curva caratteristica sono riportati in Figura 8.4. E' evidente che una pompa dalla caratteristica piatta (curva A) sarà più adatta per circuiti in cui si vuol mantenere costante la pressione in presenza di forti variazioni di portata. Una caratteristica del tipo C (molto ripida, al limite verticale) rappresenta invece una pompa che eroga una portata costante anche in presenza di notevoli variazioni delle perdite di carico, che sarà quindi adatta, ad esempio, come pompa dosatrice negli impianti chimici.

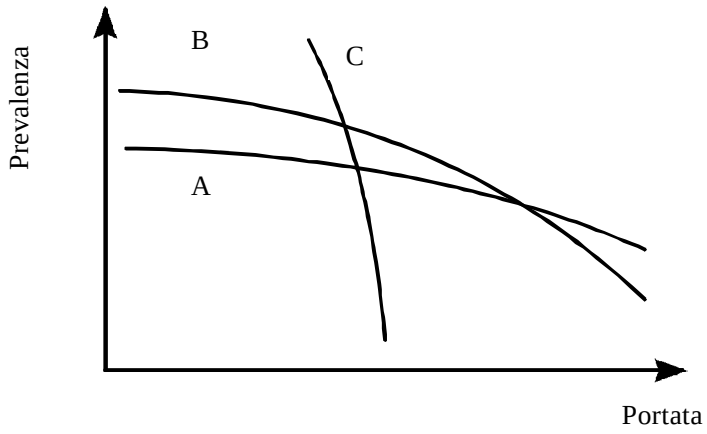


Figura 8.4: Tipiche curve caratteristiche di una pompa.

Una trattazione completa del funzionamento e delle tipologie di pompe esula dagli scopi di questo corso. Basta accennare che l'andamento della caratteristica dipende dalle modalità costruttive della pompa: le pompe *centrifughe* hanno in genere una caratteristica di tipo A o B, la cui pendenza può variare in funzione del numero delle giranti o della inclinazione delle palette. Una caratteristica di tipo C è invece tipica delle pompe *volumetriche* (pompe a pistoni, ad ingranaggi, etc.), che vengono dette così proprio perché trattano portate volumetriche di fluido praticamente indipendenti dal salto di pressione ai loro capi.

La potenza resa della pompa è definita come il lavoro per unità di tempo che essa fornisce al fluido. Per ottenerla, basterà quindi moltiplicare la prevalenza *h'* per la portata in peso di fluido (*gG*), ovvero

$$W_R = gGh' = G\frac{\Delta p}{\rho} \qquad (27)$$

La potenza assorbita dalla pompa quella che essa preleva dalla sua sorgente di energia (es. la rete elettrica) e sarà maggiore della precedente a causa delle irreversibilità presenti nel corpo della pompa, dei trafilamenti di fluido, dell'attrito dei cuscinetti etc. Essa è legata alla potenza resa dal rendimento η della pompa:

$$W_R = \eta W_A \qquad (28)$$

Il rendimento di una pompa oscilla tra valori di 0.8 ÷ 0.9 per pompe ben costruite fino a meno di 0.5 per pompe commerciali di bassa potenza.

ESEMPIO 10 - Rendimento di una pompa

La pompa di scarico di una lavatrice domestica tratta una portata di acqua di 0.25 kg/s con una prevalenza di 1.5 m, ed assorbe dalla rete una potenza W_A = 40. W. Determinare il rendimento.

La potenza resa è data da

$$W_R = Ggh' = 0.25 \cdot 9.81 \cdot 1.5 = 3.7 \text{ W}$$

ed il rendimento vale quindi

$$\eta = \frac{W_R}{W_A} = \frac{3.7}{40} = 0.09$$

Chiaramente, anche se i dati sono abbastanza realistici, si tratta di una situazione estrema. La necessità di mettere in commercio un oggetto robusto e di basso costo probabilmente non giustifica, dato il basso valore della potenza assorbita, ulteriori miglioramenti.

❑

8.8 Alcune Applicazioni Pratiche

Dopo avere caratterizzato i termini *h'* e h_A, siamo in grado di applicare la equazione di Bernoulli al calcolo dei condotti. Nella pratica, si presentano diversi tipi di problemi:

1. Determinazione della caduta di pressione in una tubazione o della prevalenza necessaria per la pompa: questi problemi si possono risolvere applicando direttamente la equazione di Bernoulli, valutando le perdite di carico come precedentemente esposto.
2. Determinazione della portata in un circuito: data la dipendenza di alcuni fattori dalla velocità (che è inizialmente incognita) questi problemi richiedono una soluzione per tentativi.
3. Determinazione del diametro della tubazione, assegnate le massime perdite di carico ammissibili: anche questi problemi richiedono una soluzione iterativa.

ESEMPIO 11 - Impianto di sollevamento

Un impianto che solleva acqua da un pozzo ad un serbatoio di raccolta è rappresentato in Figura 8.5. La tubazione, in acciaio galvanizzato, ha un diametro di 50. mm e la portata di acqua (a 20.°C) è *G* = 3. kg/s. Determinare la prevalenza necessaria per la pompa e la potenza resa al fluido.

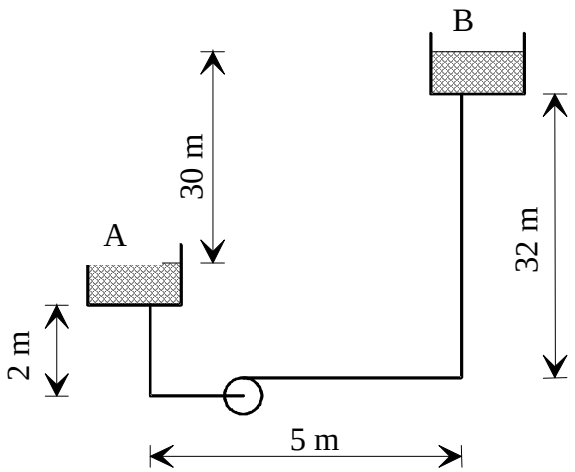


Figura 8.5: Schema di un impianto di sollevamento.

Assumendo come sezioni *a* e *b* i peli liberi del fluido nei due serbatoi aperti, in cui la pressione sia pari a quella atmosferica e la velocità possa essere considerata trascurabile, si ha

$$(z_b - z_a) = h' - h_A$$

ossia

$$h' = (z_b - z_a) + h_A$$

L'equazione suddetta mostra chiaramente come la prevalenza della pompa serva in parte a sollevare il fluido all'altezza prescritta, in parte a vincere le perdite di carico. In *assenza di perdite di carico*, il fluido verrebbe sollevato ad una quota pari alla prevalenza della pompa.

La velocità del fluido nella tubazione è data da

$$\overline{w} = \frac{G}{\rho A} = \frac{3}{1000 \frac{\pi 0.05^2}{4}} = 1.53 \text{ m/s}$$

Le perdite concentrate sono dovute all'imbocco dal serbatoio (K_1=1), ai due gomiti ($K_2 = K_3 = 0.5$) e allo sbocco nel secondo serbatoio ($K_4 = 1$) per cui

$$h_{A,c} = \sum_{i=1}^{4} K_i \frac{\overline{w}_i^2}{2g} = \frac{\overline{w}^2}{2g} \sum_{i=1}^{4} K_i = \frac{1.53^2}{2 \cdot 9.81} 3 = 0.36 \text{ m}$$

per determinare le perdite distribuite si ricavano i seguenti dati: rugosità dell'acciaio galvanizzato ε = 150. μm (ε/*D* = 0.003), viscosità dell'acqua μ = 1. mPa s, densità dell'acqua ρ = 1,000. kg/m^3, da cui *Re* = 76,500., λ = 0.028, per cui le perdite distribuite sono date da (essendo la lunghezza totale della tubazione *L* = 39. m)

$$h_{A,d}=\lambda\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g}=0.028\frac{39\cdot 1.53^2}{2\cdot 0.05\cdot 9.81}=2.57\text{m}$$

da cui si ha infine (essendo la differenza di quota 30. m)

$$h'=30.+(2.57+0.35)=33.\,\text{m}$$

la potenza resa è data da

$$W_R=G\ g\ h'=3\cdot 9.81\cdot 33.=970.\ \text{W}$$

❑

ESEMPIO 12 - Circuito di circolazione per riscaldamento

Un impianto di circolazione di acqua per riscaldamento è rappresentato in Figura 8.6. In questi casi, per evitare una eccessiva rumorosità, si adotta per la velocità dell'acqua un valore massimo di 0.75 m/s. La tubazione ha una rugosità di 10. μm. Se la portata di acqua è *G* = 0.06. kg/s e la sua temperatura 66.°C, determinare il diametro della tubazione, la prevalenza della pompa e la potenza resa al fluido. Si assumano come valori del coefficiente di perdita concentrata *K* = 2 per la valvola e *K* = 3 per il termosifone.

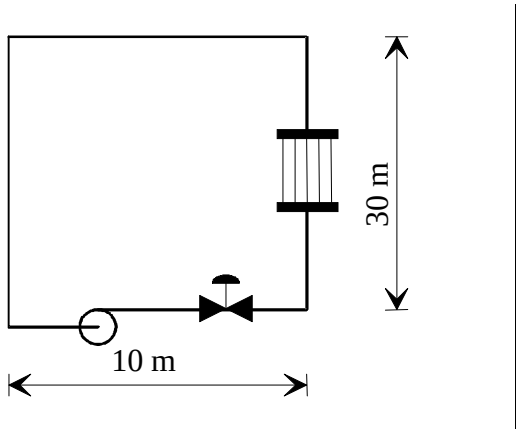


Figura 8.6: Schema semplificato di un impianto di circolazione per riscaldamento domestico.

Il diametro della tubazione si ottiene da

$$G=\rho\overline{w}A$$

$$A=\frac{G}{\rho\overline{w}}=\frac{0.06}{979\cdot 0.75}=8.2\cdot 10^{-5}\ \text{m}^2$$

$$D=\sqrt{\frac{4A}{\pi}}=10\,\text{mm}$$

In questo caso le sezioni di ingresso ed uscita possono essere assunte coincidenti in un punto qualunque del circuito. Conseguentemente tutti i termini a primo membro della equazione di Bernoulli sono nulli ed essa diviene semplicemente

$$h'=h_A=h_{AC}+h_{AD}$$

il che esprime matematicamente il fatto che in questo caso la prevalenza della pompa serve solo a vincere le perdite di carico. Notare che, contrariamente all'esempio precedente, in questo caso la elevazione del circuito non influisce affatto sulla prevalenza della pompa.

Le perdite concentrate sono dovute alla valvola (K_1 = 2), ai quattro gomiti ($K_2 = K_3 = K_4 = K_5$ = 0.5) e al termosifone (K_6 = 3) per cui

$$h_{A,c}=\sum_{i=1}^{4}K_i\frac{\overline{w}_i^2}{2g}=\frac{\overline{w}^2}{2g}\sum_{i=1}^{4}K_i=\frac{0.75^2}{2\cdot 9.81}7=0.2\ \text{m}$$

per determinare le perdite distribuite si ricavano i seguenti dati:

rugosità ε = 10. μm (ε/*D* = 0.001), viscosità dell'acqua μ = 0.434 mPa s, densità dell'acqua ρ = 979. kg/m^3, da cui *Re* = 16,900., λ = 0.029, per cui le perdite distribuite sono date da (essendo la lunghezza totale della tubazione *L* = 80. m):

$$h_{A,d}=\lambda\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g}=0.029\frac{80\cdot 0.75^2}{2\cdot 0.01\cdot 9.81}=6.5\text{m}$$

da cui si ha infine:

$$h'=6.5+0.2=6.7\text{ m}$$

la potenza resa è data da:

$$W_R=Ggh'=0.06\cdot 9.81\cdot 6.7=4\text{ W}$$

❑

ESEMPIO 13 - Autoclave

Si deve alimentare un'autoclave alla pressione relativa p_2 = 4. bar con acqua a 20.°C, prelevando il fluido da un serbatoio aperto all'atmosfera situato alla stessa quota dell'autoclave, tramite una tubazione di acciaio galvanizzato di diametro D = 25. mm e lunghezza L = 5. m con due curve a gomito di 90.°. La portata è G = 1.47 kg/s. Determinare la prevalenza necessaria per la pompa e la potenza resa al fluido.

Considerando come sezioni estreme i peli liberi del fluido nel serbatoio e nell'autoclave (in cui le velocità sono trascurabili) l'equazione di Bernoulli diviene

$$\frac{p_b-p_a}{\gamma}=h'-h_A$$

la velocità del fluido è data da

$$\overline{w}=\frac{G}{\rho A}=\frac{1.47}{1{,}000.\frac{\pi\,0.025^2}{4}}=3\,\text{m/s}$$

per determinare le perdite distribuite si utilizzano i seguenti dati: rugosità (vedi Tabella 8.4) dell'acciaio galvanizzato ε = 150. μm (ε/D = 0.006), viscosità dell'acqua μ = 1. mPa s, densità dell'acqua ρ = 1,000. kg/m^3, da cui Re = 75,000, λ = 0.033, per cui le perdite distribuite sono date da

$$h_{A,d}=\lambda\frac{L}{D_H}\frac{\overline{w}^2}{2g}=0.033\frac{5\cdot 3^2}{2\cdot 0.025\cdot 9.81}=3.0\text{m}$$

le perdite concentrate sono dovute ai due gomiti (K_1 = K_2 = 0.5) per cui

$$h_{A,c}=\sum_{i=1}^{2}K_i\frac{\overline{w}_i^2}{2g}=\frac{\overline{w}^2}{2g}\sum_{i=1}^{2}K_i=\frac{3^2}{2\cdot 9.81}1=0.46\text{ m}$$

in definitiva la prevalenza è data da

$$h'=\frac{p_b-p_a}{\gamma}+h_A=\frac{400{,}000.}{9{,}810.}+3.46=44.\text{m}$$

e la potenza assorbita

$$W_R=Ggh'=1.47\cdot 9.81\cdot 44=635.\text{ W}$$

In questo caso, gran parte della prevalenza della pompa è impiegata per vincere il salto di pressione tra i due serbatoi.

❑

ESEMPIO 14 - Problema inverso: determinazione del diametro della tubazione

Si deve trasportare una portata Q = 0.09 m^3/s di acqua (μ = 1. mPa s, ρ = 1,000. kg/m^3) per una distanza di 100. m in un tubo commerciale di acciaio (ε = 45. μm) con una caduta di pressione inferiore a 900. kPa. Determinare il diametro minimo della tubazione.

La caduta di pressione può essere espressa in metri, applicando la equazione di Bernoulli tra gli estremi della tubazione

$$h_A = \frac{p_a - p_b}{\gamma} = \frac{900000}{9810} = 91.74 \text{ m}$$

Questo problema è complicato dal fatto che il valore di λ dipende dalla velocità del fluido, che non è nota a priori. Sono disponibili due metodi.

Metodo I.

Si procede per tentativi, determinando per primo un valore di D adottando λ = 0.02.

$$h_{A,d} = \lambda \frac{8LG^2}{\pi^2 g \rho^2 D^5} = \lambda \frac{8LQ^2}{\pi^2 g D^5}$$

$$D = \sqrt[5]{\lambda \frac{8LQ^2}{\pi^2 g h_{A,d}}} = \sqrt[5]{0.02 \frac{8 \cdot 100 \cdot 0.09^2}{\pi^2 9.81 \cdot 91.74}} = 0.11 \text{ m}$$

Con questo valore di D, siamo in grado di determinare il valore effettivo di λ e calcolare le perdite di carico reali. Dal diagramma di Moody si ha λ = 0.016, quindi

$$h_{A,d} = \lambda \frac{8LQ^2}{\pi^2 g D^5} = 68.5 \text{ m}$$

Dato che le perdite sono inferiori al previsto, si ricalcola il diametro adottando per λ l'ultimo valore trovato, e così via finché il calcolo non converge, il che in questo caso avviene dopo due iterazioni

D = 0.103 m, λ = 0.017, $h_{A,d}$ = 96.38 m

D = 0.104 m, λ = 0.017, $h_{A,d}$ = 92 m

Da notare che il diametro deve essere comunque arrotondato al valore superiore disponibile in commercio, quindi è inutile ricercare una precisione eccessiva.

Metodo II.

Si fa uso della seguente formula empirica, dovuta a Swamee e Jain (le grandezze devono essere espresse in unità SI):

$$D = 0.66 \left[\varepsilon^{1.25} \left(\frac{LQ^2}{g h_A} \right)^{4.75} + \frac{\mu}{\rho Q} \left(\frac{LQ^2}{g h_A} \right)^{5.2} \right]^{0.04}$$

che dà come risultato

$D = 112.\ \text{mm}$

❑

8.9 Tabelle

Fluido	ρ (kg/m^3)
Acqua	998.2
Acqua marina	1,025.
Alcool etilico	806.
Benzina auto	660.-690.
Glicerina	1,270.
Kerosene	800. ÷ 840.
Mercurio	13,546.
Petrolio greggio	800. ÷ 920.
Tetracloruro di carbonio	1,594.

Tabella 8.1**:** Densità di alcuni liquidi a 20.°C.

Acqua	T (°C)	4.	21.	66.	93.	149.	232.	288.
	ρ (kg/m^3)	1,000.	997.	979.	962.	917.	826.	735.
	μ (mPa s)	1.55	0.978	0.434	0.305	0.187	0.118	.0095
Olio leggero	T (°C)	16.	27.	38.	66.	93.	121.	149.
	ρ (kg/m^3)	913.	910.	895.	870.	865.	848.	830.
	μ (mPa s)	86.6	41.4	22.8	7.88	3.72	2.07	1.24
Aria	T (°C) (*p*=1.bar)	0.	38.	93.	204.	427.	816.	1,650.
	ρ (kg/m^3)	1.296	1.136	0.96	0.735	0.503	0.323	0.183
	μ (μPa s)	17.32	19.1	21.4	26.02	33.4	44.6	57.4

Tabella 8.2**:** Viscosità e densità di alcuni fluidi in funzione della temperatura.

Curva a 90°, brusca	1 - 1.35
Curva a 90°, raccordata	0.5 – 1.
Curva a U	1.5
Restringimento di sezione (velocità valutata a monte)	0.5
Allargamento di sezione (velocità valutata a monte)	1.
Ingresso in serbatoio	1.
Uscita da serbatoio	1.
Valvole completamente aperte	0.6-4.
Valvole parzialmente aperte	2.-20.
Raccordo a T, passaggio dritto	1.0
Raccordo a T, diramazione	1.5
Raccordo a T, riunione	3.0

Tabella 8.3**:** Coefficienti di perdita di carico concentrata (valori indicativi).

MATERIALE	**Da**	**A**
Calcestruzzo	300.	3,000.
acciaio fuso	260.	
acciaio galvanizzato	150.	
acciaio commerciale	45.	
tubo trafilato	1.5	

Tabella 8.4**:** Rugosità media dei condotti espressa in μm.

8.10 Esercizi

ESERCIZIO 1 Il camino di una centrale termoelettrica deve trasportare una portata volumetrica Q = 1,150. m^3/s di fumi. Supponendo che il camino sia circolare e di adottare un valore della velocità media del fluido di 30. m/s, calcolare il diametro del camino. [7. m]

ESERCIZIO 2 Con riferimento all'Esempio 1, calcolare il numero di Reynolds, supponendo una viscosità di 1.1 mPa s.

ESERCIZIO 3 Uno scambiatore di calore è costituito da due tubi coassiali, di diametro esterno rispettivamente 50. e 100. mm e di spessore 2. mm; nell'intercapedine tra i tubi scorre acqua alla velocità media di 2.4 m/s ed alla temperatura media di 25.°C. Calcolare il numero di Reynolds.

ESERCIZIO 4 Con riferimento all'Esercizio 1, assumendo una viscosità dei fumi di 25. μPa s, una densità degli stessi di 0.83 kg/m^3, una lunghezza del camino di 120. m ed una rugosità relativa del condotto di 0.002, calcolare le perdite di carico distribuite nel camino.

ESERCIZIO 5 Un olio di viscosità 2. Pa s e densità 900. kg/m^3 scorre in un tubo di diametro 20. mm e lunghezza L = 4. m per effetto di una differenza di pressione Δp. Per quale valore della velocità il moto cessa di essere laminare? Calcolare il corrispondente valore di portata e di Δp.

ESERCIZIO 6 Si determini il legame tra perdite di carico e velocità media per moto turbolento in un tubo liscio, assumendo valida la legge di Blasius.

ESERCIZIO 7 Con riferimento all'impianto di Figura 8.5 (impianto di sollevamento), determinare la portata di fluido che fuoriesce da una tubazione diritta di 20. mm di diametro che si estende dal serbatoio fino a terra. Si assuma $\lambda = 0.02$.

ESERCIZIO 8 Si devono pompare 10. l/s di olio di oliva (μ = 82. mPa s, ρ = 918. kg/m^3) in una tubazione orizzontale lunga 30. m con una caduta di pressione massima di 80. kPa. Determinare il diametro minimo del tubo (*Suggerimento: dimensionare inizialmente la tubazione per w = 1. m/s e procedere per tentativi*).

ESERCIZIO 9 Si deve pompare una portata G = 185. m^3/h di kerosene (μ = 80. mPa s, ρ = 820. kg/m^3) attraverso una tubazione di acciaio trafilato lunga 300. m con 3 gomiti a 90° in un serbatoio situato 20. m al di sopra della pompa che ha una pressione in uscita di 4.5 bar. Determinare il diametro minimo necessario per la tubazione.

ESERCIZIO 10 Due serbatoi A e B sono connessi da una tubazione in acciaio con ε = 900. μm, di diametro 60. cm lunghezza 9,000. m. A si trova ad una quota 45. m superiore a B.

- quale portata fluisce da A a B?
- che potenza di pompaggio è necessaria per pompare 0.625 m^3/s da A a B?
- che potenza di pompaggio è necessaria per pompare 0.625 m^3/s da B ad A?

ESERCIZIO 11 Viene proposto un acquedotto sottomarino che trasporti orizzontalmente 566. m^3/s di acqua dolce in un condotto di 45.7 m di diametro lungo 800. km. Considerando solo le perdite di carico distribuite, stimare la caduta di pressione e la potenza di pompaggio necessaria. Il condotto, dato il diametro elevato, può essere considerato idraulicamente liscio.

ESERCIZIO 12 Si pompano 90. m^3/h di olio (μ = 400. mPa s, ρ = 800. kg/m^3) attraverso una tubazione orizzontale in acciaio fuso di 100. mm di diametro lunga 100. m. Quale è la caduta di pressione? Quale diametro di tubazione bisognerebbe adottare per ridurre le perdite di carico ad 1/3 del valore precedente, mantenendo costante la portata?

ESERCIZIO 13 La condotta forzata di una centrale idroelettrica trasporta acqua da un bacino per un dislivello di 900. m. Il tubo ha un diametro di 400. mm e si contrae in fondo in un ugello ben rastremato (assumere K_i = 0.) di 100. mm. Calcolare:

a) la portata di acqua;

b) la pressione prima dell'ugello;

c) la potenza meccanica teoricamente ottenibile dal getto di acqua (portata x energia cinetica specifica).

9. RICHIAMI SUI CICLI TERMICI DELLE MACCHINE MOTRICI

9.1 Introduzione e Definizioni Preliminari

Una *macchina termica motrice* può essere definita come un sistema termodinamico che, interagendo con l'ambiente, converte con continuità energia termica in energia meccanica. Per operare con continuità, la macchina deve generalmente essere *ciclica*, ossia ritornare periodicamente nello stato di partenza. Talune macchine termiche non sono effettivamente cicliche: ad esempio un motore a scoppio ritorna periodicamente nella configurazione di partenza, ma il suo fluido di lavoro, una volta subita la reazione di combustione, non ritorna più allo stato iniziale. Tuttavia, anche in questi casi, è possibile, con particolari accorgimenti, ricondursi allo studio di una macchina ciclica.

Si faccia attenzione a non confondere una macchina *ciclica* con una macchina *reversibile*: il fatto che i fluido di lavoro ritorni allo stato iniziale non implica che le trasformazioni siano reversibili (a tale scopo è richiesto che *anche l'ambiente* torni allo stato iniziale).

Per affrontare lo studio delle macchine termiche, è utile definire due sistemi ideali: il *serbatoio di energia termica* (SET) ed il *serbatoio di energia meccanica* (SEM).

Si definisce *serbatoio di energia termica* o *sorgente termica* un sistema di volume costante e di capacità termica infinita che scambia energia unicamente sotto forma di calore; detto trasferimento avviene a temperatura costante e con generazione entropica irreversibile nulla, ovvero:

$$T_{SET} = \text{cost}, \quad V_{SET} = \text{cost}, \quad \Delta S_{irr,SET} = \text{cost}, \tag{29}$$

nella pratica, un sistema termostatato od uno di capacità termica molto grande (un lago, il mare o l'atmosfera) possono essere assimilati a dei SET.

Si definisce *serbatoio di energia meccanica* un sistema ideale atto a scambiare energia unicamente sotto forma di lavoro, con generazione entropica nulla, ovvero:

$$\Delta S_{irr,SEM} = \text{cost}, \tag{30}$$

9.1.1 Formulazioni del Secondo Principio della Termodinamica per Macchine Cicliche

Il secondo principio della termodinamica, predicendo la "direzione" delle trasformazioni, indica quali trasformazioni, tra tutte quelle consentite dal primo principio della termodinamica, possono realmente avvenire. E' ovvio dunque che tale principio ponga delle limitazioni anche alle trasformazioni che possono avvenire nelle macchine cicliche e detti alcune regole per il loro funzionamento. Di tutti gli enunciati del secondo principio, i due seguenti riguardano in particolare le macchine cicliche.

Enunciato di Kelvin-Planck

> E' impossibile costruire una macchina termica (od un sistema di macchine termiche) *ciclica* il cui *unico* effetto sia la produzione di energia meccanica mediante assorbimento di calore da una sola sorgente.

Enunciato di Clausius

> E' impossibile costruire una macchina termica (od un sistema di macchine termiche) *ciclica* il cui *unico* effetto sia il trasferimento di calore da una sorgente più fredda ad una più calda.

Entrambi gli enunciati contengono le parole chiave “ciclico” ed “unico”, che sono fondamentali: è infatti possibile costruire macchine termiche *non cicliche* che violino entrambi gli enunciati, o macchine cicliche per cui la violazione degli enunciati non è *l’unico* effetto.

E’ da notare a questo punto che esistono anche *macchine cicliche inverse od operatrici*, che *assorbendo* energia meccanica, realizzano il trasferimento di energia termica da una sorgente termica più fredda ad una più calda, ovvero ciò che l’enunciato di Clausius proibisce che avvenga *spontaneamente*. Nel caso tali macchine, il trasferimento di calore non è l’unico risultato, essendo accompagnato dall’assorbimento di energia meccanica.

9.2 Macchine Termiche che Scambiano Calore con una Sola Sorgente

Una macchina di questo tipo interagisce con un solo SET ed un solo SEM. Tuttavia, l’enunciato di Kelvin-Planck nega l’esistenza di una macchina che produca lavoro scambiando calore con una sola sorgente. Verifichiamo questo alla luce dei bilanci di energia e di entropia. Nel seguito, per maggiore chiarezza, stabiliremo di volta in volta tramite uno schema la direzione positiva del calore e del lavoro scambiato, ed indicheremo gli stessi come valori assoluti.

Per tale macchina (vedi Figura 9.1) il bilancio di energia si riduce a:

$$0 = |W_{TC}| - |W_M| \qquad (31)$$

mentre quello entropico diviene:

$$0 = \frac{|W_{TC}|}{T_C} + \dot{S}_{irr} \qquad (32)$$

il che, essendo entrambi i termini a secondo membro positivi, è manifestamente impossibile.

Tuttavia non è impossibile il contrario, ossia costruire una macchina che assorba lavoro cedendo calore ad una sola sorgente. Basta riconsiderare il caso precedente cambiando segno ad entrambi gli scambi. Una macchina di tale tipo viene detta *totalmente dissipativa* ed un freno ne costituisce un esempio pratico.

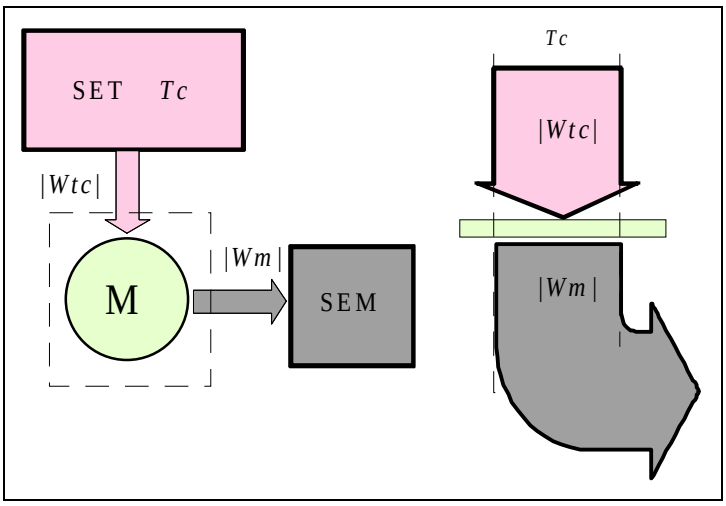


Figura 9.1: Schema di funzionamento e flusso di energia in una macchina semplice motrice che interagisce con una sola sorgente (il funzionamento è impossibile).

9.3 Macchine Termica Semplice Motrice

In forza di quanto detto, per potere funzionare una macchina termica deve scambiare calore con almeno due SET, cedendo energia meccanica ad un SEM. Una macchina che scambia calore con due sole sorgenti termiche viene quindi detta *macchina semplice*. Il suo ciclo termodinamico è costituito quindi da due isoterme a temperatura diversa, in cui avvengono gli scambi termici, raccordate da altre due trasformazioni che non possono essere altro che adiabatiche. Se così non fosse, la macchina scambierebbe calore anche con altre sorgenti a temperatura diversa dai due SET e non sarebbe quindi più una macchina semplice.

Per tale macchina (Figura 9.2) i bilanci di energia e di assumono la forma:

$$\begin{aligned} 0 &= |W_{TC}| - |W_{TF}| - |W_M| \\ 0 &= \frac{|W_{TC}|}{T_C} - \frac{|W_{TF}|}{T_F} + \dot{S}_{irr} \end{aligned} \qquad (33)$$

Notare che il senso degli scambi di calore non può essere invertito: se la macchina assorbisse calore dalla sorgente fredda e lo cedesse alla sorgente calda, cedendo nel contempo energia meccanica all'esterno, il secondo principio della termodinamica sarebbe violato.

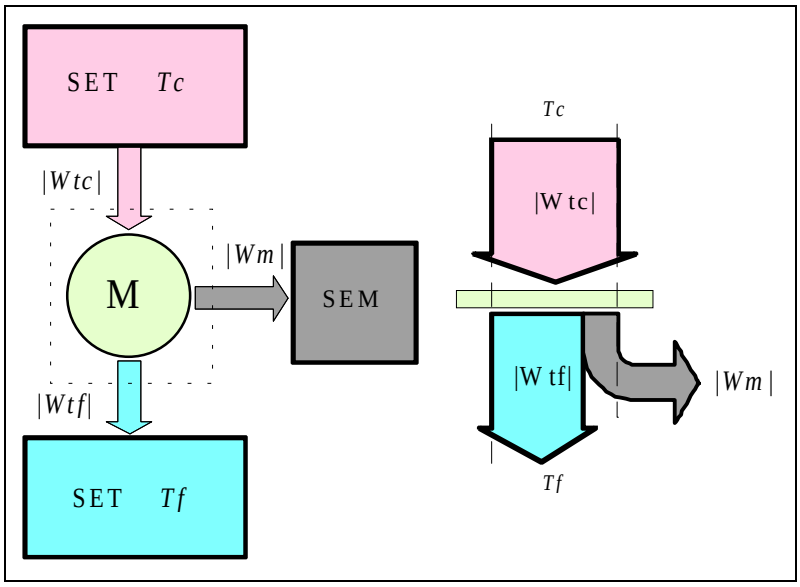


Figura 9.2: Schema di funzionamento e flusso di energia nella macchina semplice motrice.

Si definisce inoltre *rendimento* η di una macchina termica il rapporto tra l'effetto utile (il lavoro o la potenza meccanica ottenuta) e la spesa per produrlo (ovvero il calore o la potenza termica *fornita* alla macchina). Esso si può facilmente calcolare dalle equazioni precedenti:

$$\begin{aligned} |W_M| &= |W_{TC}| - |W_{TF}| \\ \frac{|W_{TF}|}{|W_{TC}|} &= \frac{T_F}{T_C} - \frac{T_F \dot{S}_{irr}}{|W_{TC}|} \end{aligned} \qquad (34)$$

$$\eta = \frac{|W_M|}{|W_{TC}|} = \frac{|W_{TC}| - |W_{TF}|}{|W_{TC}|} = 1 - \frac{|W_{TF}|}{|W_{TC}|} = 1 - \frac{T_F}{T_C} - \frac{T_F \dot{S}_{irr}}{|W_{TC}|} \qquad (35)$$

Da cui si vede che il rendimento è compreso tra 0 ed 1. In particolare, se la macchina semplice è anche reversibile, il rendimento assume la forma:

$$\eta_{REV} = 1 - \frac{T_F}{T_C} \qquad (36)$$

La macchina semplice reversibile viene detta anche *macchina di Carnot*. Il suo ciclo termodinamico è rappresentato sul diagramma *T-s* in Figura 9.3. In questo caso, le due trasformazioni adiabatiche, essendo anche reversibili, divengono isoentropiche ed il ciclo ha la forma di un rettangolo. Affinché gli scambi di calore possano effettivamente avvenire nel senso prescritto, la trasformazione isoterma a temperatura T_C deve avvenire ad una temperatura inferiore di almeno una quantità infinitesima dT a quella del SET (nel computo del rendimento, questa differenza infinitesima viene fatta idealmente tendere a zero). L'opposto deve naturalmente avvenire per la trasformazione alla temperatura T_F: in tal modo, il calore può effettivamente essere trasferito dal fluido alla sorgente fredda.

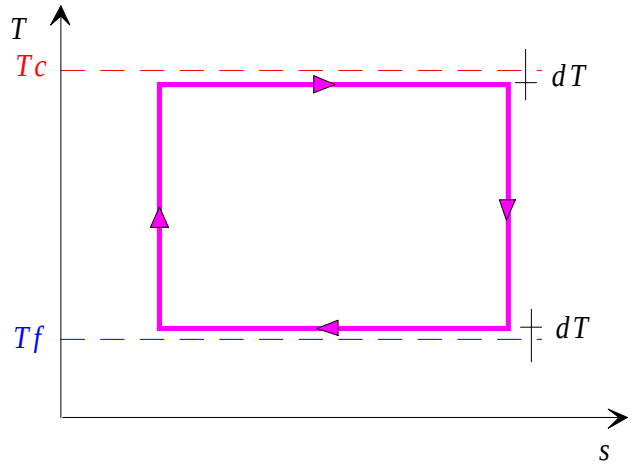


Figura 9.3: Ciclo termodinamico della macchina semplice motrice reversibile (macchina di Carnot).

E' utile notare alcune proprietà della macchina di Carnot:

- il suo rendimento è indipendente dal fluido di lavoro;
- a *parità di temperature estreme di lavoro*, nessuna macchina può avere un rendimento superiore alla macchina di Carnot.

In pratica, qualunque macchina reale ha un rendimento minore della macchina di Carnot che lavora tra le medesime temperature estreme per due motivi:

- il suo ciclo ideale (detto ciclo di riferimento) non è quello di Carnot;
- le trasformazioni presentano nella realtà un certo grado di irreversibilità che riduce ulteriormente il rendimento.

E' utile rimarcare che la parola rendimento, applicata in questo contesto, non deve trarre in inganno: di solito il concetto di rendimento viene associato ad un limite *tecnologico*, ovvero al fatto che le imperfezioni costruttive precludono il raggiungimento della massima efficienza (è questo il caso, ad esempio, del rendimento isoentropico di una turbina). In questo caso tuttavia il rendimento di una macchina termica rappresenta un limite *fisico*: nessuna macchina, per quanto perfetta dal punto di vista tecnologico, può superarlo senza infrangere il secondo principio della termodinamica.

In questo contesto, è utile definire anche un rendimento di secondo principio, ovvero il rapporto tra il rendimento della macchina e quello della macchina di Carnot che opera tra le stesse temperature estreme

$$\varepsilon = \frac{\eta}{\eta_{REV}} \qquad (37)$$

Il rendimento di secondo principio può (anche se solo idealmente) raggiungere il valore 1.

ESEMPIO 15 - Rendimento di un ciclo a vapore

Una centrale termoelettrica operante su un ciclo a vapore produce una potenza elettrica di 1,200. MWe e riversa nell'ambiente esterno a 35. °C una potenza termica di 1530 MW. La temperatura massima del vapore è di 550. °C. Valutare i rendimenti di primo e secondo principio.

Il rendimento del ciclo è dato da

$$\eta = \frac{|W_M|}{|W_{TC}|} = \frac{|W_M|}{|W_M| + |W_{TF}|} = \frac{1200}{1200 + 1530} = 0.44$$

per valutare il rendimento di secondo principio, bisogna calcolare il rendimento della macchina di Carnot che opera tra le stesse temperature estreme (ossia 35. °C e 550. °C)

$$\eta_{REV} = 1 - \frac{T_F}{T_C} = 1 - \frac{308.15}{823.15} = 0.626$$

(notare che è indispensabile convertire le temperature in gradi Kelvin). Si ha quindi

$$\varepsilon = \frac{0.44}{0.626} = 0.70$$

❑

Alla luce di quanto visto, è utile passare in rassegna le possibilità di aumentare il rendimento di una macchina. Tali considerazioni, sebbene riferite per ora alla sola macchina semplice, valgono qualitativamente per qualunque macchina ciclica.

- **Riduzione delle irreversibilità:** in tal modo si aumenta il rendimento. Bisogna tenere conto tuttavia che la riduzione delle irreversibilità implica un miglioramento tecnologico della macchina, i cui costi possono superare i benefici in termini di risparmio di combustibile.
- **Aumento della temperatura superiore del ciclo:** questo implica un miglioramento dei materiali di cui sono costituite le pareti della macchina, ed anche in questo caso i costi possono superare i benefici: si parla pertanto di limite *tecnico-economico*. Attualmente, con particolari accorgimenti tecnici, si possono raggiungere temperature stazionarie superiori del ciclo di circa 1,350. °C, che crescono ulteriormente nel caso di motori a regime periodico, come il motore a scoppio.
- **Diminuzione della temperatura inferiore del ciclo:** in genere, le macchine termiche cedono calore all'ambiente esterno, la cui temperatura non è regolabile. Sebbene, in linea teorica, sarebbe possibile refrigerare l'ambiente con una macchina frigorifera, è facile convincersi che il lavoro assorbito da quest'ultima macchina sarebbe superiore all'incremento di lavoro della macchina motrice. Questa soluzione non è quindi praticabile; non di meno, il rendimento delle macchine termiche aumenta di fatto in inverno od in ambienti molto freddi.

La Figura 9.4 riporta la variazione del rendimento della macchina di Carnot con la temperatura superiore del ciclo, per una temperatura inferiore fissata di 300. K.

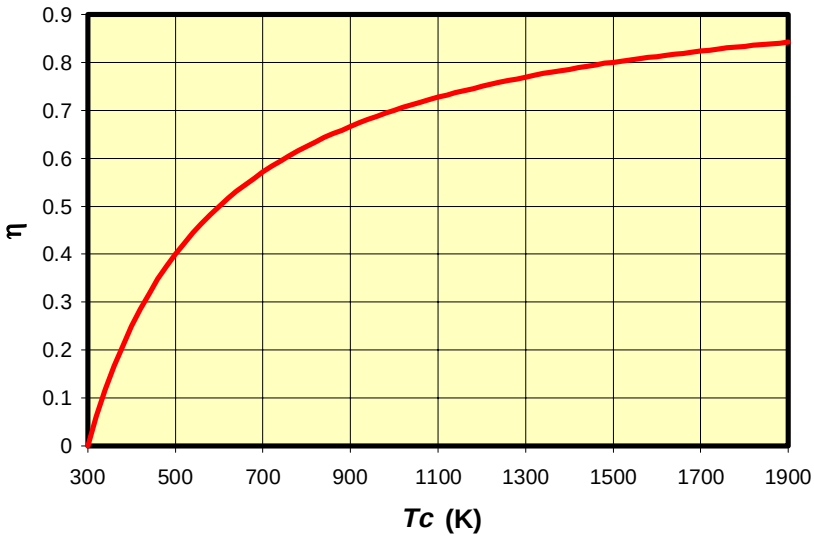


Figura 9.4: Rendimento della macchina di Carnot con temperatura della sorgente fredda 300. K.

9.3.1 Parametri principali per la valutazione di una macchina termica

Indichiamo nel seguito brevemente quali sono i principali parametri che bisogna tenere in considerazione nel valutare le prestazioni di una macchina termica motrice:

- Rendimento di primo principio: caratterizza la macchina dal punto di vista economico, dando una indicazione sul costo (sia in termini economici che energetici) del combustibile per il suo funzionamento. Tuttavia, macchine a rendimento superiore possono richiedere soluzioni tecnologiche più sofisticate ed avere quindi costi di investimento e manutenzione superiori, e non rivelarsi quindi vantaggiose.
- Rendimento di secondo principio: indica se la macchina sfrutta razionalmente l'energia, ossia se il suo rendimento è vicino al massimo teoricamente raggiungibile o meno.
- Temperatura massima del ciclo: pone dei requisiti sui materiali o sui sistemi di raffreddamento della macchina; in altri termini ci dice se la macchina è realizzabile o meno e se i relativi costi sono accettabili.
- Consumo specifico di fluido o portata massica unitaria (PMU): portata di fluido necessaria per ottenere la potenza unitaria (espressa in kg/s/W, oppure kg/J): caratterizza le dimensioni della macchina dando quindi un'idea del peso e del costo. Macchine con minori portate massiche unitarie richiedono, a parità di potenza, portate minori e quindi sono in linea di massima più leggere e meno ingombranti.

9.4 I Cicli Termici delle Macchine Motrici

Nella maggior parte dei casi (tranne che nei reattori nucleari, nelle applicazioni geotermiche e nei collettori solari) le macchine termiche motrici prelevano l'energia termica ad alta temperatura da una reazione di combustione: i combustibili maggiormente usati sono quelli cosiddetti *fossili*, ovvero carbone, metano e petrolio. Si distinguono quindi le macchine a *combustione esterna*, in cui il fluido viene riscaldato attraverso uno scambiatore di calore, da quelle a *combustione interna*, in cui il fluido aumenta di temperatura attraverso una reazione chimica che avviene direttamente al suo interno.

Nel seguito verranno richiamati i cicli termici effettivamente adottati nelle macchine motrici e gli accorgimenti per migliorane il rendimento di primo principio. L'aumento di rendimento di una macchina riduce, a parità di potenza meccanica utile prodotta, sia il costo del combustibile che le emissioni di prodotti inquinanti della combustione nell'atmosfera. La riduzione dei costi di esercizio implica tuttavia, in genere, un aumento di quelli di investimento, dato che la macchina deve essere realizzata con materiali e tecnologie migliori, e non si traduce quindi sempre in un risparmio economico.

Dopo decenni di sviluppo tecnologico, in cui le risorse primarie di energia sono state (eccetto che per la breve parentesi della crisi petrolifera) disponibili in misura superiore ai bisogni, considerazioni di risparmio economico e soprattutto di salvaguardia ambientale spingono adesso a limitare lo sfruttamento delle fonti primarie di energia, quanto meno utilizzando le risorse disponibili in un modo più razionale. Nella parte finale del capitolo, verrà fatto un cenno ad alcune tecniche avanzate per un uso più razionale dell'energia: i *cicli combinati* e la *cogenerazione*. In futuro, un maggiore ricorso a tali tecniche potrà permettere di risparmiare ed inquinare meno, senza per questo dover contrarre eccessivamente i consumi energetici. Mantenere costanti i consumi di combustibile si traduce infatti non solo in un risparmio economico, ma anche nel *mantenere costanti le emissioni di prodotti di combustione*, in ottemperanza agli accordi della conferenza di Kyoto.

9.5 I Cicli Termici Utilizzati nelle Macchine Motrici

Come precedentemente richiamato, il ciclo semplice reversibile è quello che garantisce, a parità di temperature estreme, il massimo rendimento di primo principio. Il ciclo di Carnot (costituito da due adiabatiche e due isoterme) non è mai stato realizzato a causa delle difficoltà tecniche che si frappongono alla sua realizzazione. Altri due cicli termici realizzati praticamente, ovvero il ciclo Stirling e quello Ericsson, possono essere considerati cicli semplici in quanto scambiano calore con due sole sorgenti termiche, ma hanno trovato una scarsissima applicazione pratica.

La difficoltà di realizzare cicli semplici è strettamente connessa a quella di realizzare trasformazioni isoterme. Al contrario, è possibile costruire macchine in cui avvengono trasformazioni che con ottima approssimazione (a meno delle inevitabili perdite termiche e per attrito) possono essere considerate isobare o adiabatiche o isovolumiche. I cicli termici delle macchine reali sono dunque basati su tali tipi di trasformazioni, come risulta dalla Tabella 9.1. I fluidi normalmente adottati sono quelli largamente disponibili e di basso costo, ovvero l'aria e l'acqua, sebbene in alcuni cicli a gas si adotti l'elio o l'anidride carbonica.

Ciclo	Descrizione sommaria	Fluido	Combustione	Applicazioni
Rankine / Hirn	due adiabatiche e due isobare	Acqua / vapore	Esterna	Propulsione navale Centrali termoelettriche
Joule / Brayton	due adiabatiche e due isobare	Aria, elio o CO_2	Interna / esterna	Propulsione aeronautica Centrali termoelettriche
Otto	due adiabatiche e due isovolumiche	Aria	Interna	Motori alternativi per autotrazione
Diesel	due adiabatiche, una isobara e una isovolumica	Aria	Interna	Motori alternativi per autotrazione

Tabella 9.1: Principali caratteristiche dei cicli più usati nelle macchine termiche motrici.

Nel seguito, verranno illustrate le caratteristiche solo dei cicli Rankine/Hirn e di quello Joule/Brayton. Si farà inoltre cenno ai cicli combinati, che uniscono i due precedenti in un unico impianto di maggiore rendimento. Nel corso di questo richiamo, faremo spesso riferimento a cicli *endoreversibili*, ovvero considereremo sistemi al cui interno non sono presenti irreversibilità. Studieremo separatamente l'effetto delle irreversibilità interne. Bisogna tenere conto che saranno comunque presenti delle *irreversibilità esterne*, dovute al fatto che sono necessarie differenze di temperatura finite per prelevare calore dalla sorgente calda e restituirlo alla sorgente fredda: la temperatura inferiore del fluido di lavoro sarà quindi lievemente maggiore di quella ambiente, e la temperatura superiore del fluido di lavoro sarà inferiore a quella della sorgente calda. Questo implica una riduzione di rendimento rispetto a quello che si avrebbe utilizzando completamente il salto di temperatura disponibile. Per ridurre tali differenze al minimo, sono necessari scambiatori di calore ad alta efficienza.

9.6 Il Ciclo Rankine / Hirn

Il ciclo di Rankine / Hirn (nel seguito definito semplicemente ciclo Rankine) è caratteristico delle macchine a vapore, usate attualmente per la propulsione navale e per la produzione di energia elettrica, in impianti che raggiungono la potenza complessiva di 1,500. MWe ed oltre. Sta invece cadendo rapidamente in disuso nella trazione ferroviaria (locomotive a vapore). Come vedremo meglio in seguito, il punto di forza di tale ciclo è la bassa quantità di energia richiesta per la compressione del fluido, dato che essa avviene allo stato liquido[26]. La temperatura massima del vapore non supera attualmente i 600. °C per evitare danni ai primi stadi della turbina. Si raggiungono rendimenti di primo principio dell'ordine del 40 ÷ 45 %.

9.6.1 Ciclo Rankine a vapore saturo

I componenti principali di un impianto a ciclo Rankine sono illustrati in Figura 9.5. L'impianto è costituito da quattro organi, schematizzabili individualmente come sistemi aperti a regime, che nel loro complesso costituiscono un sistema chiuso. Il ciclo lavora fra due pressioni, quella superiore (dei punti 2 e 3) e quella inferiore, dei punti 4 e 1. Le trasformazioni sono rappresentate nel diagramma *T-s* riportato in Figura 9.6.

Il liquido saturo (punto 1) a bassa pressione e temperatura viene compresso isoentropicamente fino alla pressione p_2. L'aumento di temperatura in questa trasformazione è trascurabile, dato che il fluido può essere considerato incomprimibile (se fosse esattamente tale, l'aumento di temperatura sarebbe nullo). La potenza meccanica assorbita in questa trasformazione, W'_{mp}, è trascurabile rispetto a quella erogata dalla turbina. Il liquido compresso e sottoraffreddato viene quindi immesso in una caldaia, in cui avviene la trasformazione isobara 2-3: esso raggiunge dapprima la temperatura di saturazione (punto 2') e successivamente evapora a pressione, e quindi anche a temperatura costante, fino alle condizioni di vapore saturo secco (punto 3). In tale trasformazione, esso assorbe dalla sorgente calda la potenza termica W_{tc}. Il vapore viene quindi immesso nella turbina, dove si espande isoentropicamente fino alla pressione p_4, erogando la potenza W'_{mt}. Il vapore saturo all'uscita della turbina viene immesso nel condensatore, dove condensa a temperatura e volume costanti (trasformazione isotermobarica) fino a tornare alle condizioni iniziali di liquido saturo, punto 1. In quest'ultima trasformazione, esso cede alla sorgente fredda (in genere l'ambiente) la potenza termica W_{tf}.

[26] Ricordiamo che essendo il lavoro di compressione proporzionale a *vdp*, è sempre opportuno comprimere il fluido nello stato più denso (a minore volume specifico) possibile.

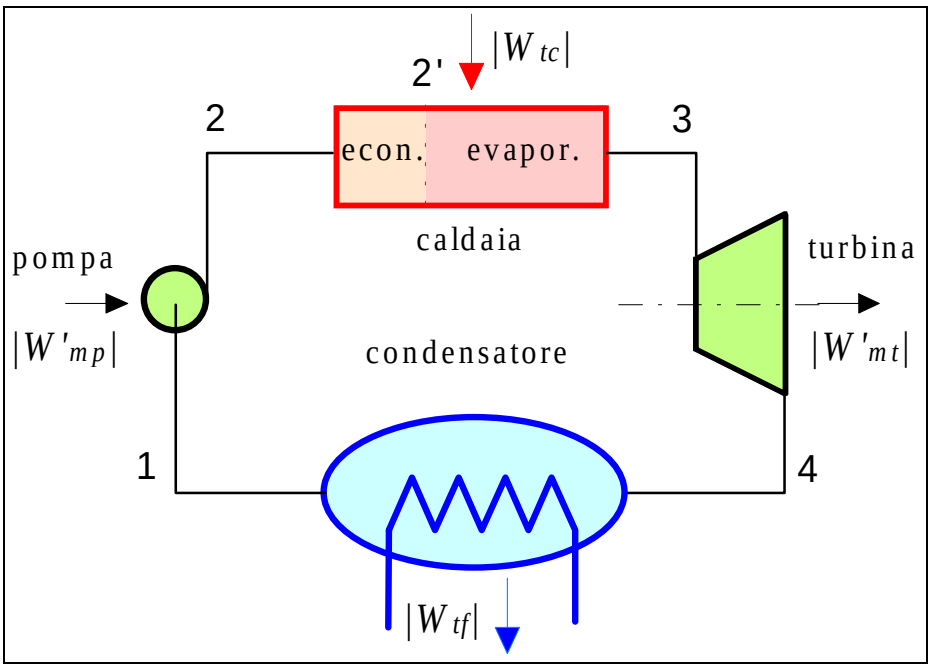


Figura 9.5: Componenti principali di un impianto a vapore saturo.

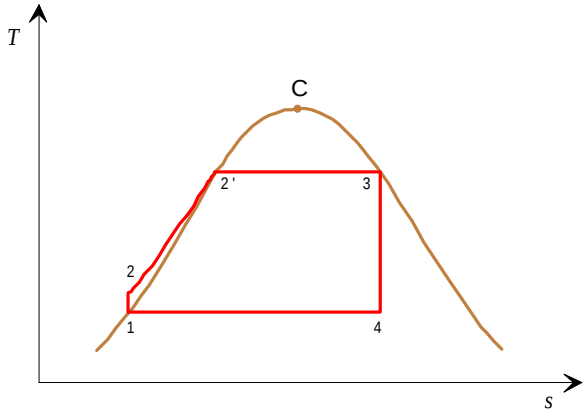


Figura 9.6**:** Ciclo Rankine a vapore saturo sul diagramma *T*-*s*.

La potenza meccanica utile, W'_{mu}, è data dalla differenza tra quella erogata dalla turbina e quella di pompaggio:

$$|W'_{mu}| = |W'_{mt}| - |W'_{mp}| \qquad (38)$$

Il bilancio di energia, considerando come sistema il complesso dei quattro organi (sistema chiuso a regime) risulta:

$$W_{tc} + W_{tf} = W'_{mt} + W'_{mp} \qquad (39)$$

Nel diagramma *T*-*s*, le aree sottese dalle trasformazioni 2-3 e 4-1 rappresentano il calore scambiato per unità di massa rispettivamente con la sorgente calda (positivo) e la sorgente fredda (negativo): la differenza dei loro valori assoluti, ovvero l'area del ciclo, rappresenta il lavoro utile per unità di massa, che moltiplicato per la portata in massa, dà la potenza meccanica utile, W'_{mu}.

Il ciclo termico può essere rappresentato anche nel diagramma di Mollier *h*-*s*, (Figura 9.7) od in quello *p*-*v* (Figura 9.8) Da quest'ultimo risulta evidente che il lavoro di pompaggio ($-\int v\mathrm{d}p$) nella trasformazione 1-2 è trascurabile rispetto a quello di espansione nella trasformazione 3-4. Nei casi pratici, tali lavori stanno indicativamente nel rapporto 1:100.

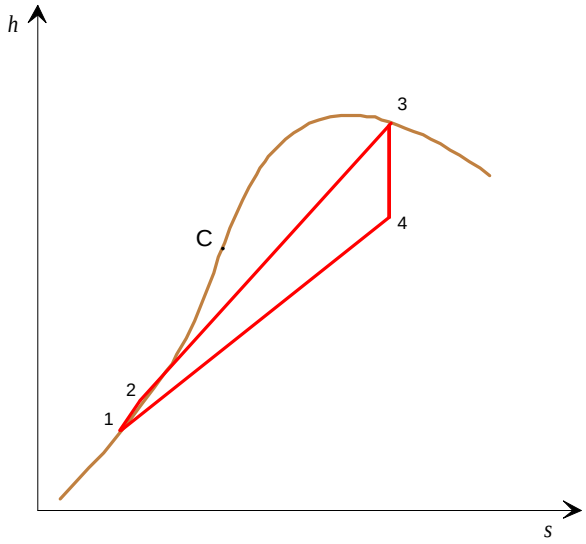


Figura 9.7: Ciclo Rankine a vapore saturo sul diagramma di Mollier (*h*-*s*)

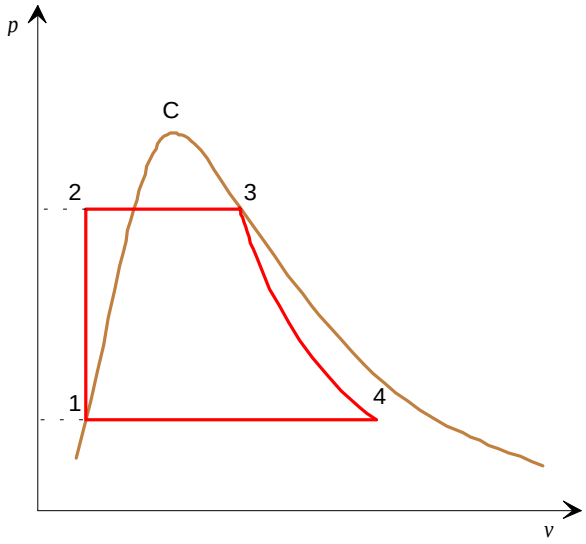


Figura 9.8: Ciclo Rankine a vapore saturo sul diagramma *p*-*v*

I bilanci di energia dei quattro organi (sistemi aperti a regime) danno rispettivamente

pompa (1-2) $W'_{mp} = -G(h_2 - h_1)$ (40)

caldaia (2-3) $W_{tc} = G(h_3 - h_2)$ (41)

turbina (3-4) $W'_{mt} = G(h_3 - h_4)$ (42)

condensatore (4-1) $W_{tf} = -G(h_4 - h_1)$ (43)

Il rendimento di primo principio è dato quindi da

$$\eta = \frac{W'_{mu}}{W_{tc}} = \frac{W'_{mt} - |W'_{mp}|}{W_{tc}} = \frac{G(h_3 - h_4) - G(h_2 - h_1)}{G(h_3 - h_2)} = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2)} \qquad (44)$$

Dato che il lavoro di compressione è trascurabile, e che quindi $h_2 \cong h_1$, la espressione precedente si può approssimare come

$$\eta \cong \frac{(h_3 - h_4)}{(h_3 - h_1)} \qquad (45)$$

con il vantaggio che h_1 è facilmente ottenibile dalle tabelle del vapore saturo. La procedura per il calcolo del rendimento è riportata nel successivo esempio 1.

La portata massica unitaria (*PMU*) ovvero la portata in massa di fluido necessaria per produrre 1. W di potenza meccanica utile è data da

$$PMU = \frac{G}{W'_{mu}} = \frac{1}{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)} \cong \frac{1}{(h_3 - h_4)} \qquad (46)$$

Dall'equazione precedente, si può anche dedurre che la *PMU* è inversamente proporzionale all'area del ciclo sul piano *T-s*.

Il rendimento di secondo principio è dato da

$$\varepsilon = \frac{\eta}{\eta_C} = \frac{\eta}{1 - \frac{T_4}{T_3}} \qquad (47)$$

dove è necessario esprimere le temperature in Kelvin.

La scelta delle temperature che compaiono nel rendimento della macchina di Carnot è per certi versi arbitraria: si possono scegliere le temperature estreme del ciclo, come è stato fatto sopra, oppure, considerando che il calore è originariamente disponibile alla temperatura di combustione, la temperatura di combustione stessa (circa 1,200. °C) e quella dell'ambiente, che è leggermente inferiore (di 10 ÷ 15 K) alla T_4.

Una espressione alternativa del rendimento di primo principio può essere ricavata introducendo il concetto di temperatura media di scambio. Dalla seconda equazione di Gibbs, per un processo isobaro, si ha:

$$\mathrm{d}h = T\mathrm{d}s + v\mathrm{d}p = T\mathrm{d}s \qquad (48)$$

e quindi, integrando lungo la trasformazione 2-3, si può definire la *temperatura media di scambio superiore* come

$$\int_2^3 \mathrm{d}h = \int_2^3 T\mathrm{d}s = T_{ms} \int_2^3 \mathrm{d}s \Rightarrow T_{ms} = \frac{h_3 - h_2}{s_3 - s_2} \qquad (49)$$

essa rappresenta la media delle temperature del fluido durante le trasformazioni in cui lo stesso riceve calore. Dalla Figura 9.9 si può vedere che sul diagramma *T-s* la T_{ms} rappresenta graficamente l'altezza di un rettangolo che ha la stessa area di quella sottesa dalla trasformazione 2-3.

Analogamente si può definire la temperatura media di scambio inferiore come

$$T_{mi} = \frac{h_4 - h_1}{s_4 - s_1} \qquad (50)$$

Notare che $(s_4 - s_1) = (s_3 - s_2)$, e nel caso in questione ovviamente $T_{mi} = T_4$. Il rendimento di primo principio può allora essere espresso come

$$\eta = \frac{W'_{mu}}{W_{tc}} = 1 - \frac{|W_{tf}|}{W_{tc}} = 1 - \frac{G(h_4 - h_1)}{G(h_3 - h_2)} = 1 - \frac{T_{mi}(s_4 - s_1)}{T_{mu}(s_3 - s_2)} = 1 - \frac{T_{mi}}{T_{mu}} \quad (51)$$

cioè in una forma simile a quello della macchina semplice reversibile (*attenzione*: le temperature in questo caso non sono la massima e la minima del ciclo, ma due medie opportune). E' evidente quindi che qualunque azione che incrementi la T_{ms} o riduca la T_{mi} ha come conseguenza un aumento di rendimento.

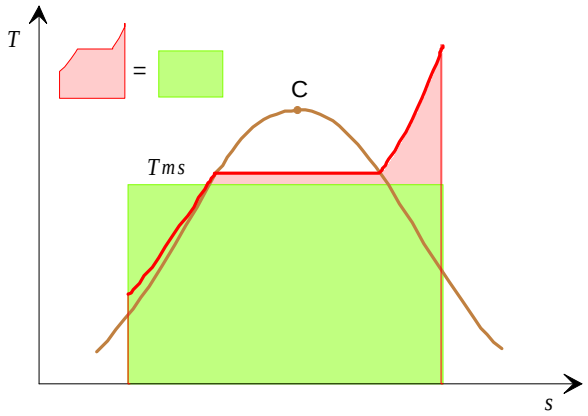


Figura 9.9: Rappresentazione grafica della temperatura media di scambio superiore.

Il ciclo Rankine a vapore saturo viene scarsamente utilizzato in pratica, tranne che negli impianti nucleari, poiché il vapore a titolo relativamente basso alla fine della espansione contiene una frazione di liquido troppo elevata. Tale liquido, in forma di gocce, provoca un precoce danneggiamento per erosione delle palette degli ultimi stadi della turbina. Tuttavia, il ciclo a vapore saturo può risultare conveniente anche per applicazioni a bassa temperatura del vapore (fino a 300. °C) o quando l'espansore, anziché una turbina, è una macchina a pistoni (locomotive, vecchi impianti navali). Negli altri casi, si procede a *surriscaldare* il vapore, come esposto nel successivo paragrafo.

ESEMPIO 16 –Ciclo Rankine a vapore saturo

Un ciclo Rankine a vapore saturo lavora tra le pressioni di ammissione in turbina di 100. bar e la pressione al condensatore di 0.04 bar. La portata di vapore vale G = 30. kg/s. Determinare i rendimenti di primo e secondo principio, la potenza meccanica utile, la potenza termica ceduta in caldaia e la portata massica unitaria.

I calcoli sono eseguiti tramite il programma RACY (Mastrullo, Mazzei, Vanoli, Termodinamica per Ingegneri, Liguori).

Le proprietà del fluido nei punti chiave del ciclo sono riportate nella seguente tabella

	Temp.	Pressione	Volume spec.	Entalpia	Entropia	Titolo
	C	MPa	m^3/kg	kJ/kg	kJ/kg/K	-
1.	28.96	0.004	0.001004	121.4	0.4226	0.
2.	29.18	10	0.0009996	131.5	0.4226	
3.	311.1	10	0.01803	2725.	5.614	1.
4.	28.96	0.004	22.44	1690.	5.614	0.6447

Notare che i punti 1 e 3 sono completamente determinati dal punto di vista termodinamico, dato che per essi si conoscono due proprietà di stato indipendenti; i punti 2 e 4 sono determinati dalla pressione e dal valore dell'entropia, che è uguale rispettivamente a quella dei punti 1 e 3 determinati in precedenza. Il rendimento di primo principio vale

$$\eta = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2)} = 0.395$$

e quello di secondo principio

$$\varepsilon = \frac{\eta}{\eta_C} = \frac{\eta}{1 - \frac{T_4}{T_3}} = \frac{39.5}{48.3} = 81.8\,\%$$

La potenza meccanica utile è data da

$$W'_{mu} = G(h_3 - h_4) - G(h_2 - h_1) = 30.8\,\mathrm{MW}$$

La potenza termica ceduta in caldaia si ottiene da

$$W_{tc} = G(h_3 - h_2) = 77.8\,\mathrm{MW}$$

ed infine la PMU è data da

$$PMU = \frac{G}{W'_{mu}} = 0.97\,\mathrm{kg/MJ}$$

❑

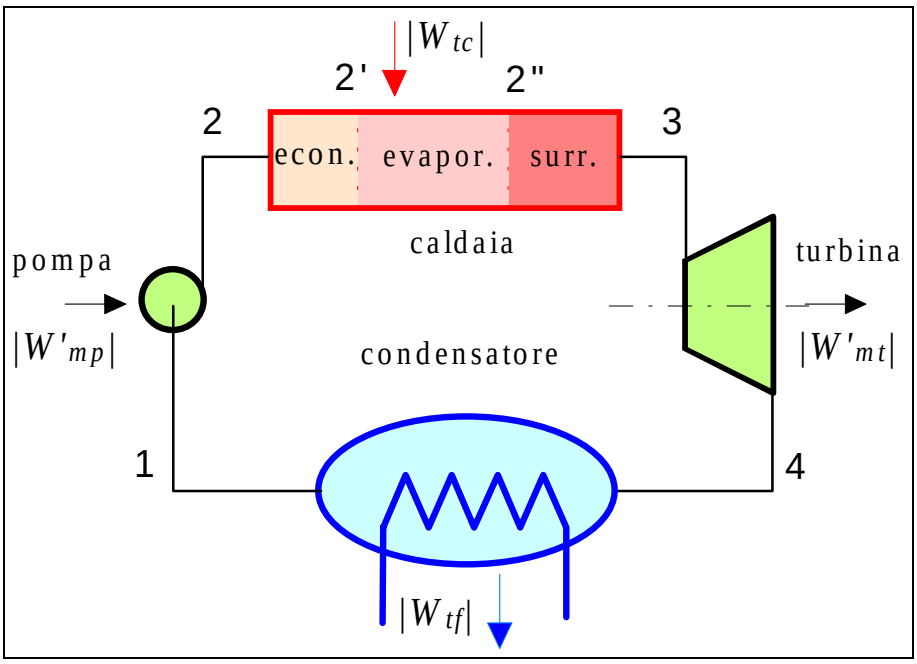


Figura 9.10: Componenti principali di un impianto a vapore surriscaldato.

9.6.2 Ciclo Rankine a vapore surriscaldato

Il ciclo Rankine a vapore surriscaldato viene anche indicato come ciclo Hirn. Abbiamo già accennato come una riduzione eccessiva del titolo del vapore comporti un rapido danneggiamento delle palettature degli ultimi stadi della turbina. Per ovviare a questo inconveniente, si può introdurre il vapore in turbina nello stato surriscaldato: questo implica che nell'impianto, a valle dell'evaporatore, si debba aggiungere un ulteriore componente detto *surriscaldatore* (Figura 9.10). Il ciclo si modifica come indicato sul diagramma *T-s* in Figura 9.11. Le equazioni di bilancio e le espressioni dei rendimenti e della *PMU* rimangono inalterate, Eqq. 3-9. E' intuitivo che il surriscaldamento porta ad un aumento della temperatura media di scambio superiore, con un conseguente miglioramento del rendimento. Contemporaneamente, la *PMU* diminuisce, a causa del maggiore salto entalpico disponibile in turbina.

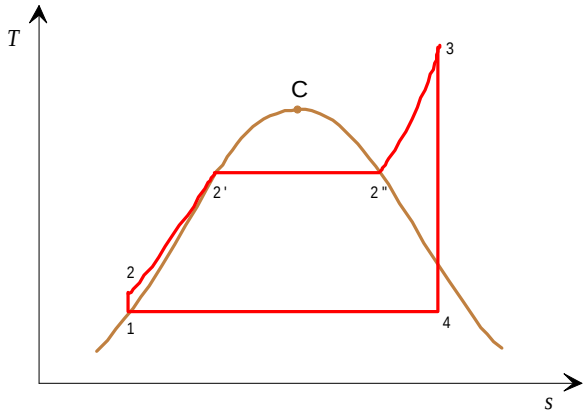


Figura 9.11: Ciclo Rankine a vapore surriscaldato sul diagramma *T-s*.

ESEMPIO 17 –Ciclo Rankine a vapore surriscaldato

Un ciclo Rankine a vapore surriscaldato lavora tra le pressioni e temperatura di ammissione in turbina di 100. bar e 500. °C e la pressione al condensatore di 0.04 bar. La portata di vapore vale G = 30. kg/s. Determinare i rendimenti di primo e secondo principio, la potenza meccanica utile, la potenza termica ceduta in caldaia e la portata massica unitaria.

I calcoli sono eseguiti tramite il programma RACY.

Le proprietà del fluido nei punti chiave del ciclo sono riportate nella seguente tabella

	Temp.	Pressione	Volume spec.	Entalpia	Entropia	Titolo
	C	MPa	m^3/kg	kJ/kg	kJ/kg/K	
1.	28.96	0.004	0.001004	121.4	0.4226	0.
2.	29.18	10	0.001	131.5	0.4226	
3.	500	10	0.03279	3374.	6.597	
4.	28.96	0.004	26.68	1987.	6.597	0.7668

Il rendimento di primo principio vale

$$\eta = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2)} = 42.5\%$$

e quello di secondo principio

$$\varepsilon = \frac{\eta}{\eta_C} = \frac{\eta}{1 - \frac{T_4}{T_3}} = \frac{42.5}{60.9} = 69.8\%$$

La potenza meccanica utile è data da

$$W'_{mu} = G(h_3 - h_4) - G(h_2 - h_1) = 41.3\,\text{MW}$$

La potenza termica ceduta in caldaia si ottiene da

$$W_{tc} = G(h_3 - h_2) = 97.3\,\text{MW}$$

ed infine la *PMU* è data da

$$PMU = \frac{G}{W'_{mu}} = 0.72\,\text{kg/MJ}$$

❑

9.6.3 Effetto delle irreversibilità nel ciclo Rankine

Ogni componente del ciclo Rankine presenta un certo grado di irreversibilità, che riduce le prestazioni del ciclo rispetto al caso ideale. Le irreversibilità nella pompa hanno un effetto trascurabile, per il basso valore della potenza richiesta. Parimenti, le cadute di pressione nel condensatore hanno un effetto trascurabile. Le cadute di pressione tra pompa e turbina possono arrivare a circa 30. bar in un impianto termoelettrico tradizionale (incluso l'attraversamento di tutti i preriscaldatori) su una pressione di ammissione del vapore in turbina di circa 170. bar: dato il basso valore della potenza di pompaggio del fluido, anche queste hanno influenza trascurabile. Le

irreversibilità nella turbina sono comunque le più rilevanti: il rendimento isoentropico della turbina oscilla all'incirca tra 0.85 e 0.90: tale valore comporta una corrispondente riduzione della potenza erogata dalla turbina, e quindi del rendimento di primo e secondo principio. L'unico piccolo vantaggio della irreversibilità della turbina consiste nel fatto che il vapore in uscita ha un titolo maggiore rispetto al caso ideale, vedi Figura 9.12.

Un'altra grossa fonte di irreversibilità, *esterna* al ciclo, è dovuta allo scambio termico con elevata differenza di temperatura in caldaia fra i prodotti di combustione (circa 1,200. °C) ed il vapore, che non supera i 600. °C. Vedremo in un successivo paragrafo come il ciclo combinato ponga rimedio a questo inconveniente.

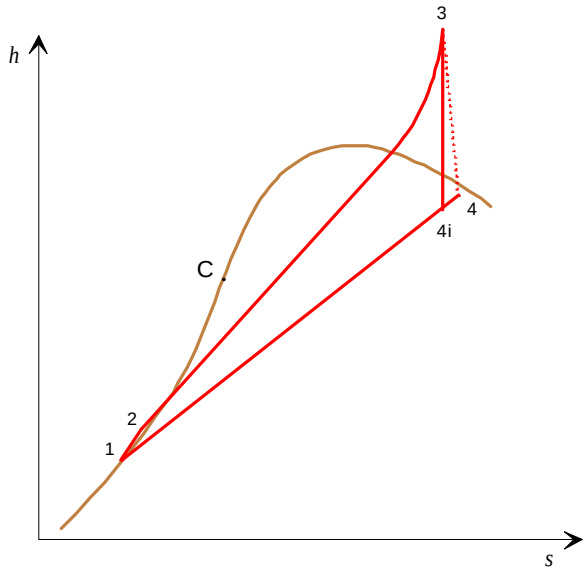


Figura 9.12: Ciclo Rankine a vapore surriscaldato sul diagramma *h-s* - confronto tra espansione in turbina reversibile ed irreversibile.

ESEMPIO 18 –Ciclo Rankine a vapore surriscaldato con espansione reale

Un ciclo Rankine a vapore surriscaldato lavora tra le pressioni e temperatura di ammissione in turbina di 100. bar e 500. °C e la pressione al condensatore di 0.04 bar. Il rendimento isoentropico di espansione è dell'85%. La portata di vapore vale G = 30. kg/s. Determinare i rendimenti di primo e secondo principio, la potenza meccanica utile, la potenza termica ceduta in caldaia e la portata massica unitaria.

I calcoli sono eseguiti tramite il programma RACY.

Le proprietà del fluido nei punti chiave del ciclo sono riportate nella seguente tabella

	Temp.	Pressione	Volume spec.	Entalpia	Entropia	Titolo
	°C	MPa	m^3/kg	kJ/kg	kJ/kg/K	
1.	28.96	0.004	0.001004	121.4	0.4226	0.
2.	29.18	10.	0.001	131.5	0.4226	
3.	500	10.	0.03279	3374.	6.597	
4i.	28.96	0.004	26.68	1987.	6.597	0.7668
4r.	28.96	0.004	29.66	2195.	7.285	0.8523

Il rendimento di primo principio vale

$$\eta = \frac{(h_3 - h_{4r}) - (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2)} = 36\%$$

e quello di secondo principio

$$\varepsilon = \frac{\eta}{\eta_C} = \frac{\eta}{1 - \frac{T_4}{T_3}} = 59.1\%$$

La potenza meccanica utile è data da

$$W'_{mu} = G(h_3 - h_{4r}) - G(h_2 - h_1) = 35.1\text{MW}$$

La potenza termica ceduta in caldaia si ottiene da

$$W_{tc} = G(h_3 - h_2) = 97.3\text{MW}$$

ed infine la *PMU* è data da

$$PMU = \frac{G}{W'_{mu}} = 0.85\,\text{kg/MJ}$$

❑

9.6.4 Miglioramento delle prestazioni del ciclo Rankine

Ogni miglioramento del rendimento di primo principio comporta, secondo la Eq.14, un abbassamento della T_{mi} od un innalzamento della T_{ms}. Per cui, le possibili azioni possono essere classificate come segue.

- *Mantenere più bassa possibile la pressione nel condensatore*, compatibilmente con la temperatura dell'ambiente esterno e con il salto di temperatura comunque necessario per trasferire il calore all'ambiente stesso. Il condensatore opera tipicamente a temperature di 30. ÷ 35. °C, cui corrisponde una pressione di saturazione di circa 5. kPa: sono necessari pertanto organi ausiliari che rimuovano con continuità i gas incondensabili (frutto delle reazioni di corrosione o nucleari e delle infiltrazioni dall'esterno) che inevitabilmente tendono ad accumularsi nel condensatore stesso. Gli impianti aperti, privi di condensatore, che scaricano il vapore saturo nell'atmosfera a pressione di circa 1. bar, hanno una temperatura media inferiore di scambio di 100. °C e subiscono quindi una forte penalizzazione di rendimento. Per tale motivo, oltre che per riciclare l'acqua di processo, il condensatore è sempre presente negli impianti fissi.
- *Aumentare la temperatura di ammissione in turbina*: attualmente, come detto in precedenza, il limite tecnologico è di circa 600. °C.
- *Aumentare la pressione di esercizio della caldaia*: questa azione aumenta la T_{ms}, ma, come ci si può facilmente rendere conto per mezzo del diagramma *T-s*, ha come conseguenza indesiderata (a parità di temperatura di ammissione in turbina) una riduzione del titolo in uscita dalla turbina. Sono quindi necessari uno o più risurriscaldamenti, come esposto in seguito. Inoltre, aumentano le sollecitazioni meccaniche sui fasci tubieri della caldaia. In alcuni impianti (impianti *ipercritici*) la pressione in caldaia supera la pressione critica dell'acqua, che vale 22.09 MPa. Negli impianti termoelettrici a vapore, la pressione di esercizio è salita negli anni da 70. bar agli attuali 170. bar. L'impianto ipercritico di La Spezia p.e. ha una pressione di ammissione in turbina di circa 250. bar.

- *Risurriscaldare il vapore*: si fraziona l'espansione, rinviando il vapore in caldaia tra un'espansione e l'altra. questa tecnica è illustrata in dettaglio in un paragrafo successivo.
- *Preriscaldare l'acqua di alimento* della caldaia sfruttando piccole quantità di vapore prelevato (*spillato*) dalla turbina. Dall'esame del ciclo di Rankine, Figura 9.6, si nota che il riscaldamento dell'acqua dalla temperatura di uscita della pompa ($T_2 \cong T_1$) a quella di saturazione $T_{2'}$, comporta un notevole abbassamento della T_{ms}. Con lo spillamento, il riscaldamento dell'acqua a bassa temperatura viene effettuato a spese di uno scambio di energia interno al ciclo: la prima parte della trasformazione 2-2' è pertanto adiabatica rispetto all'esterno, e di conseguenza non deve essere tenuta in conto nel calcolo della temperatura media superiore di scambio. L'effetto complessivo è quindi un aumento della T_{ms}, e quindi del rendimento. Tale tecnica, detta degli *spillamenti*, o *rigenerazione*, è largamente adottata in pratica e viene discussa in dettaglio in un paragrafo successivo.

9.6.5 Il ciclo Rankine con risurriscaldamento

Lo schema a blocchi di questo impianto è riportato in Figura 9.13 ed il relativo diagramma *T-s* in Figura 9.14. Dopo una prima espansione in turbina, fino alla pressione intermedia p_i, il vapore viene riportato in caldaia, dove viene nuovamente surriscaldato fino alla massima temperatura del ciclo in un apposito fascio tubiero, detto appunto *risurriscaldatore*, e nuovamente inviato agli stadi a media e bassa pressione della turbina.

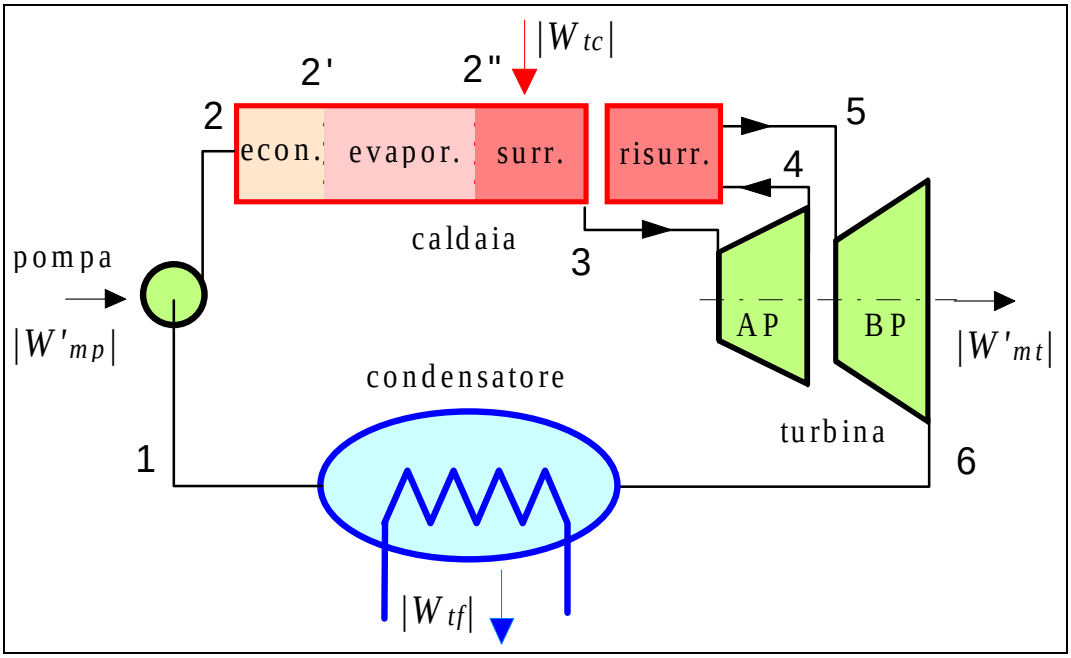


Figura 9.13: Componenti principali di un impianto a vapore con risurriscaldamento.

La potenza meccanica erogata è la somma delle aliquote relative alle due turbine

$$W'_{mt} = G(h_3 - h_4) + G(h_5 - h_6) \qquad (52)$$

D'altra parte, anche la potenza termica da fornire è la somma di due aliquote

$$W_{tc} = G(h_3 - h_2) + G(h_5 - h_4) \qquad (53)$$

E conseguentemente il rendimento di primo principio (trascurando la potenza di pompaggio) si esprime come

$$\eta = \frac{(h_3 - h_4) + (h_5 - h_6)}{(h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)} \qquad (54)$$

I vantaggi principali di tale procedura sono:

- *aumento del titolo in uscita* dalla turbina senza aumento della temperatura nella stessa: è questa la principale ragione per cui si esegue il risurriscaldamento;
- *lieve aumento del rendimento*, conseguente a quello della T_{ms}, se la pressione di surriscaldamento è superiore ad un determinato valore.
- *diminuzione della PMU*, associata all'aumento dell'area del ciclo sul diagramma *T*-*s*.

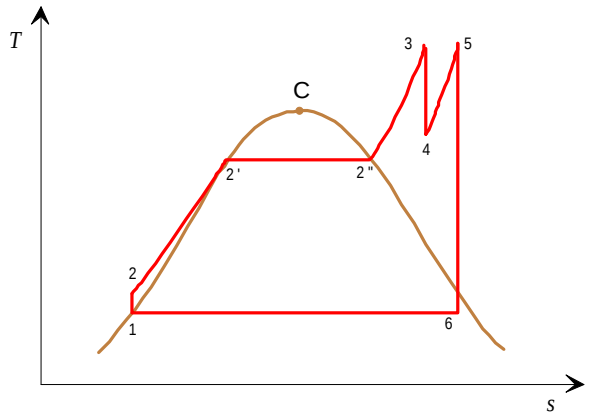


Figura 9.14: Ciclo Rankine a vapore con risurriscaldamento sul diagramma *T*-*s*.

ESEMPIO 19 –Ciclo Rankine con risurriscaldamento.

Un ciclo Rankine a vapore surriscaldato lavora tra le pressioni e temperatura di ammissione in turbina di 100. bar e 500. °C e la pressione al condensatore di 0.04 bar. Il vapore viene risurriscaldato fino a 500. °C alla pressione di 40. bar. La portata di vapore vale *G* = 30. kg/s. Determinare i rendimenti di primo e secondo principio, la potenza meccanica utile, la potenza termica ceduta in caldaia e la portata massica unitaria.

I calcoli sono eseguiti tramite il programma RACY.

Le proprietà del fluido nei punti chiave del ciclo sono riportate nella seguente tabella

	Temp.	Pressione	Volume spec.	Entalpia	Entropia	Titolo
	°C	MPa	m^3/kg	KJ/kg	kJ/kg/K	
1.	28.96	0.004	0.001004	121.4	0.4226	0.
2.	29.18	10.	0.001	131.5	0.4226	
3.	500.	10.	0.03279	3374.	6.597	
4.	353.7	4.	0.06697	3102.	6.597	
5.	500.	4.	0.08643	3445.	7.09	
6.	28.96	0.004	28.82	2136.	7.09	0.828

Il rendimento di primo principio vale

$$\eta = \frac{(h_3 - h_4) + (h_5 - h_6)}{(h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)} = 43.8\,\%$$

e quello di secondo principio

$$\varepsilon = \frac{\eta}{\eta_C} = \frac{\eta}{1 - \frac{T_1}{T_3}} = 71.9\,\%$$

La potenza meccanica utile è data da

$$W'_{mu} = G(h_3 - h_4) + G(h_5 - h_6) - G(h_2 - h_1) = 47.1\,\text{MW}$$

La potenza termica ceduta in caldaia si ottiene da

$$W_{tc} = G(h_3 - h_2) + G(h_5 - h_4) = 108\,\text{MW}$$

ed infine la *PMU* è data da

$$PMU = \frac{G}{W'_{mu}} = 0.637\,\text{kg/MJ}$$

La seguente tabella riporta i valori dei principali parametri in funzione della pressione della pressione di surriscaldamento, a parità di altri dati:

p_4 bar	x_6 %	η %	W'_{mu} MW	*PMU* kg/MJ
80	78	43	43	0.698
60	80	43.4	44.9	0.668
40	82.8	43.8	47.1	0.637
30	85	44	48.4	0.620
20	87	44	49.9	0.601
10	91	43.7	51.6	0.581
5	95	43.1	52.7	0.569

da essa si vede che il surriscaldamento a pressioni troppo basse può portare ad una diminuzione di rendimento.

❑

9.6.6 Il ciclo Rankine con spillamento

Lo schema a blocchi di questo impianto è riportato in Figura 9.15. Il vapore spillato dalla turbina AP viene inviato ad uno scambiatore (detto preriscaldatore) dove esso condensando cede calore all'acqua di alimento. Il condensato viene quindi reimmesso nella linea di alimentazione in corrispondenza del punto 1. Nell'impianto sono presenti due pompe, una a monte ed una a valle del preriscaldatore, che opera quindi ad una pressione intermedia tra p_1 e p_4. Il ciclo risultante è riportato in Figura 9.16: in realtà esso consiste nella sovrapposizione dei due cicli, uno dei quali (3456)

effettuato dal fluido spillato e l'altro (1457) effettuato dal fluido che si espande anche nella turbina BP. Per tale motivo, l'area totale del ciclo in questo caso non è pari al lavoro per unità di massa.

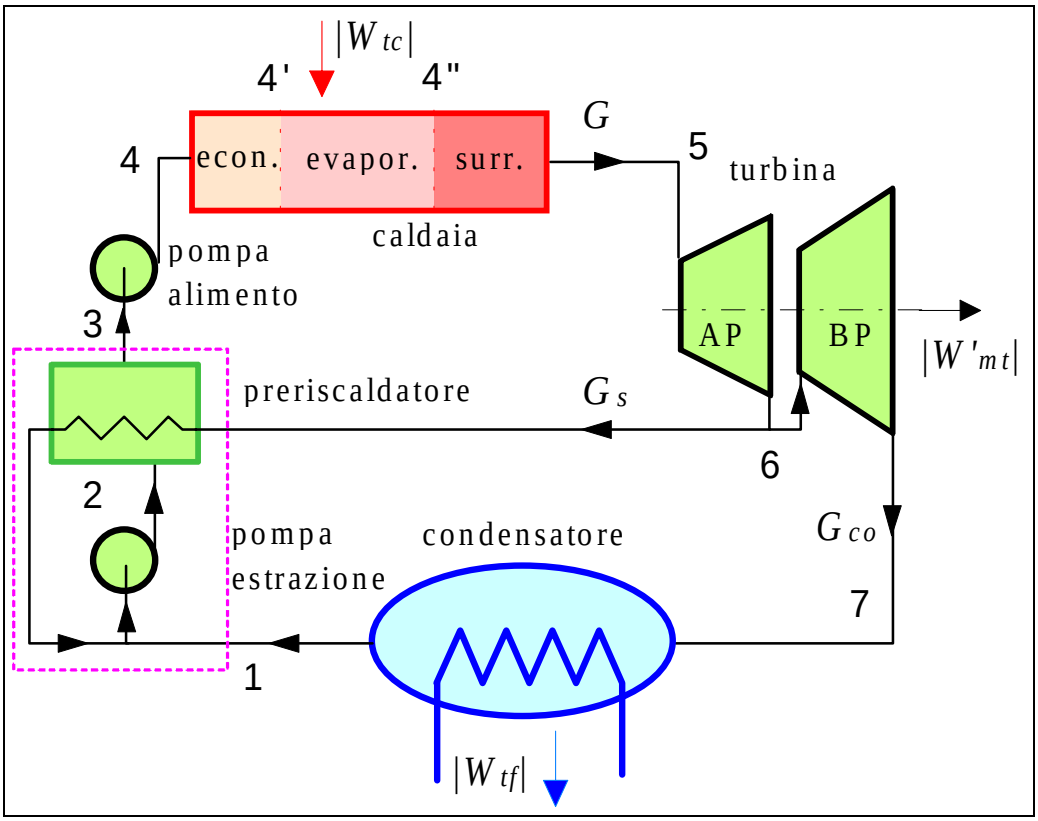


Figura 9.15: Componenti principali di un impianto a vapore surriscaldato con spillamento.

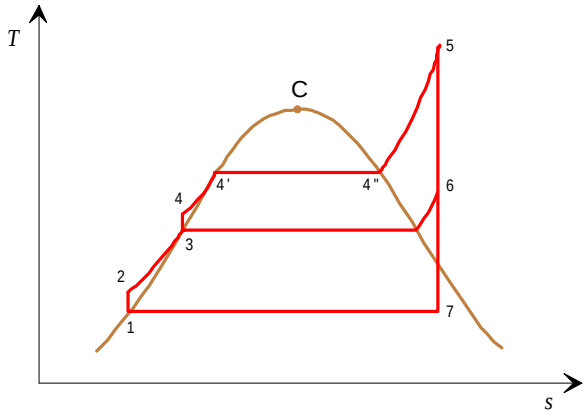


Figura 9.16: Ciclo Rankine a vapore con spillamento sul diagramma *T-s*.

Si definisce *rapporto di spillamento* la quantità

$$Y = \frac{G_s}{G} = \frac{G_s}{G_s + G_{co}} \qquad (55)$$

Per studiare il ciclo a spillamento, si fanno le seguenti assunzioni:

- il fluido uscente dal preriscaldatore (punto 3) è liquido saturo alla pressione dello spillamento ($p_3 = p_6$)
- la potenza assorbita dalle pompe è trascurabile.

Con tali ipotesi, possiamo determinare il valore della portata da spillare (o di Y) facendo il bilancio energetico del sistema incluso nella linea tratteggiata in Figura 9.15 (in pratica, uno scambiatore a miscelamento)

$$\begin{aligned} &G_s\, h_6 + G_{co}\, h_1 = (G_s + G_{co})\, h_3 \\ &\frac{G_{co}}{G_s} = \frac{h_6 - h_3}{h_3 - h_1} \\ &Y = \frac{G_s}{G} = \frac{1}{1 + \dfrac{G_{co}}{G_s}} = \frac{h_3 - h_1}{h_6 - h_1} \end{aligned} \qquad (56)$$

Il rendimento di primo principio è espresso da

$$\eta = \frac{W'_{mu}}{W_{tc}} \cong \frac{W'_{mt}}{W_{tc}} = \frac{G(h_5 - h_6) + G_{co}(h_6 - h_7)}{G(h_5 - h_4)} = \frac{(h_5 - h_6) + (1 - Y)(h_6 - h_7)}{(h_5 - h_4)} \qquad (57)$$

Sebbene non sia evidente a prima vista, ci si può convincere che η aumenta notando che, come detto in precedenza, si eliminano scambi termici a bassa temperatura e quindi si aumenta T_{ms}.

Un difetto di questa procedura è che, in conseguenza della riduzione di portata nella turbina BP, la *PMU* aumenta, come risulta da (sempre trascurando la potenza di pompaggio)

$$PMU = \frac{G}{W'_{mu}} = \frac{G}{G(h_5 - h_6) - G_{co}(h_6 - h_7)} = \frac{1}{(h_5 - h_6) - (1 - Y)(h_6 - h_7)} \qquad (58)$$

La pressione a cui si effettua lo spillamento è un parametro suscettibile di ottimizzazione: una regola pratica afferma che il massimo aumento di rendimento si ottiene se lo spillamento viene realizzato alla temperatura media tra quelle di saturazione delle pressioni inferiore e superiore del ciclo, ovvero $T_6 = (T_{4'} + T_7)/2$.

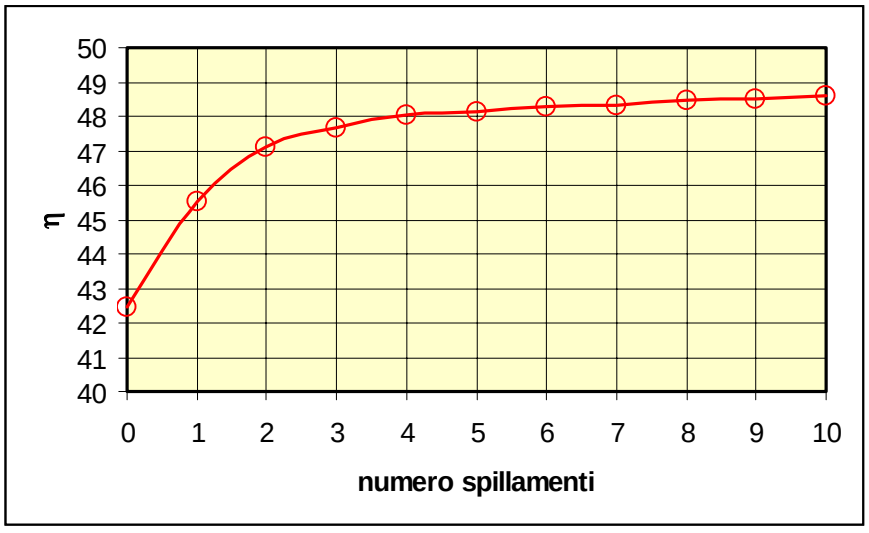


Figura 9.17: Rendimento all'aumentare del numero di spillamenti.

Di solito si eseguono spillamenti multipli, a diverse pressioni: il grafico di Figura 9.17 mostra tuttavia che il rendimento tende ad un asintoto orizzontale all'aumentare del numero di spillamenti. Una conseguenza indesiderata dello spillamento è l'aumento della *PMU*, conseguente alla riduzione della potenza in turbina dovuta al vapore spillato. Nonostante ciò, la tecnica degli spillamenti, combinati con uno o più

surriscaldamenti, è ampiamente utilizzata negli impianti termoelettrici (Figura 9.18), in cui si eseguono tipicamente sette - otto spillamenti, per una portata totale di vapore spillato che può raggiungere il 60 - 70%. Un ulteriore vantaggio consiste nella riduzione di dimensioni degli stadi di bassa pressione della turbina.

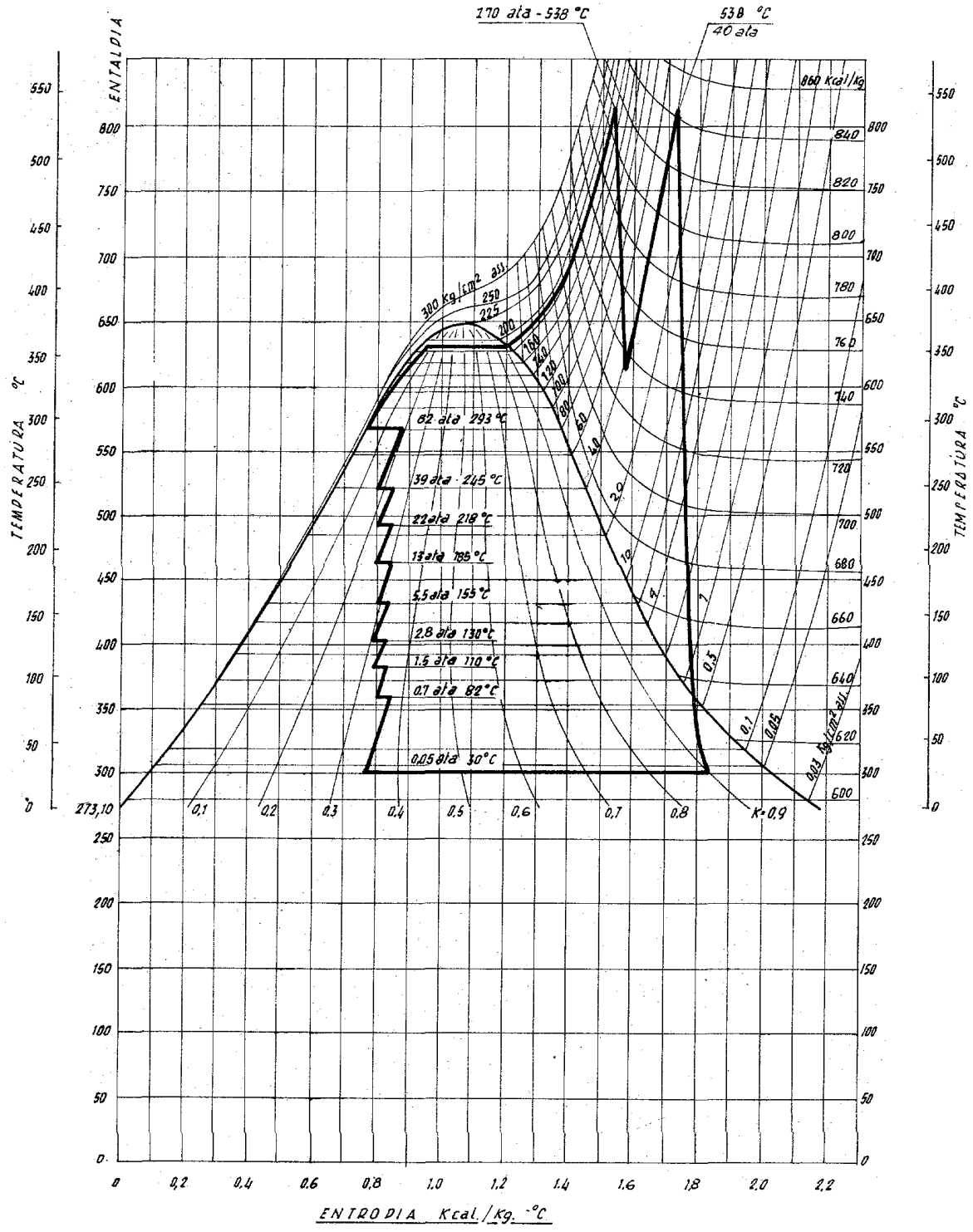


Figura 9.18: Ciclo Rankine caratteristico dei gruppi termoelettrici ENEL da 320 MW.

Si nota la presenza di 8 spillamenti ed un risurriscaldamento.
Gli spillamenti vengono rappresentati in modo che l'area racchiusa dal ciclo rappresenti il lavoro effettivo per unità di massa.
Il rendimento effettivo del ciclo è di circa il 41%.

ESEMPIO 20 –Ciclo Rankine con spillamento

Un ciclo Rankine a vapore surriscaldato lavora tra le pressioni e temperatura di ammissione in turbina di 100. bar e 500. °C e la pressione al condensatore di 0.04 bar. Il vapore viene spillato alla pressione di 20. bar. La portata di vapore vale *G* = 30. kg/s. Determinare i rendimenti di primo e secondo principio, la potenza meccanica utile, la potenza termica ceduta in caldaia e la portata massica unitaria.

I calcoli sono eseguiti tramite il programma RACY.

Le proprietà del fluido nei punti chiave del ciclo sono riportate nella seguente tabella

	Temp.	Pressione	Volume spec.	Entalpia	Entropia	Titolo
	C	MPa	m^3/kg	kJ/kg	kJ/kg/K	
1.	28.96	0.004	0.001004	121.4	0.4226	0.
2.	29.01	2.	0.001003	123.4	0.4226	
3.	212.4	2.	0.001177	908.8	2.447	0.
4.	213.9	10.	0.00117	918.2	2.447	
5.	500.	10.	0.03279	3374.	6.597	
6.	260.8	2.	0.1146	2930.	6.597	
4.	28.96	0.004	26.68	1987.	6.597	0.7668

Il rapporto di spillamento è dato da

$$Y = \frac{h_3 - h_1}{h_6 - h_1} = 0.28$$

Il rendimento di primo principio vale

$$\eta = \frac{(h_5 - h_6) + (1 - Y)(h_6 - h_7)}{(h_5 - h_4)} = 45.3\%$$

e quello di secondo principio

$$\varepsilon = \frac{\eta}{\eta_C} = \frac{\eta}{1 - \frac{T_4}{T_3}} = 0.74$$

La potenza meccanica utile è data da

$$W'_{mu} = G\left[(h_5 - h_6) - (1 - Y)(h_6 - h_7)\right] = 33.4\,\mathrm{MW}$$

La potenza termica ceduta in caldaia si ottiene da

$$W_{tc} = G(h_4 - h_3) = 73.7\,\mathrm{MW}$$

ed infine la *PMU* è data da

$$PMU = \frac{G}{W'_{mu}} = 0.898\,\mathrm{kg/MJ}$$

La seguente tabella riporta i valori dei principali parametri in funzione della pressione dello spillamento, a parità di altri dati:

p_6 Bar	T_6 °C	η %	W'_{mu} MW	PMU kg/MJ	Y %
40	354	44.6	30.5	0.983	32
30	313	45.0	31.8	0.943	30
20	261	45.3	33.4	0.898	28
10	182	45.5	35.5	0.845	24
7	165	45.6	36.4	0.824	22
5	152	45.5	37.2	0.807	20
2	120	45.3	38.8	0.773	16

dalla essa emerge la convenienza di spillare a basse pressioni e si nota che il rendimento ha un massimo alla temperatura di spillamento che è la media tra quelle di saturazione alla pressione inferiore e superiore (nel nostro caso (311+29)/2 = 170. °C).

❑

9.7 Il ciclo Joule/Brayton

Gli impianti motori con turbina a gas sono caratterizzati da un basso rapporto peso/potenza e costo/potenza e dalla relativa facilità con cui possono far fronte a variazioni di carico. Per questo motivo essi sono largamente adottati nella propulsione aeronautica, ma anche in impianti fissi per la produzione di energia elettrica e per l'azionamento di macchine operatrici, (es. centrali di pompaggio). I valori attuali del rendimento di primo principio sono però inferiori a quelli del ciclo Rankine. Lo schema del motore è riportato in Figura 9.19: il fluido di lavoro (aria), dopo la compressione, entra nella camera di combustione, dove viene immesso il combustibile e avviene, a pressione approssimativamente costante, la reazione chimica di combustione: i gas prodotti di reazione, ad elevata temperatura e pressione, si espandono nella turbina e vengono scaricati nell'atmosfera. In questa configurazione, l'impianto è *a circuito aperto* e *combustione interna*. Lo stesso impianto (Figura 9.20) può funzionare a circuito chiuso: in questo caso il fluido (generalmente elio, o anidride carbonica) riceve calore isobaricamente in uno scambiatore ad alta temperatura (che può essere originato da una combustione esterna o da un reattore nucleare) e dopo l'espansione in turbina, cede il calore residuo all'ambiente in un secondo scambiatore a bassa temperatura.

Nello studio dell'impianto a ciclo Brayton assumeremo le ipotesi semplificative seguenti, che consentono comunque una descrizione soddisfacente del caso reale.

- L'impianto è a circuito chiuso: la eventuale reazione di combustione può essere sostituita dalla adduzione dall'esterno di una equivalente quantità di calore a pressione costante; lo scarico in atmosfera può essere sostituito da una cessione di calore all'ambiente che riporta il fluido nelle condizioni iniziali.
- Il fluido di lavoro può essere considerato un gas ideale a calore specifico costante.
- Turbina e compressore sono adiabatici.
- Tutte le trasformazioni sono reversibili.

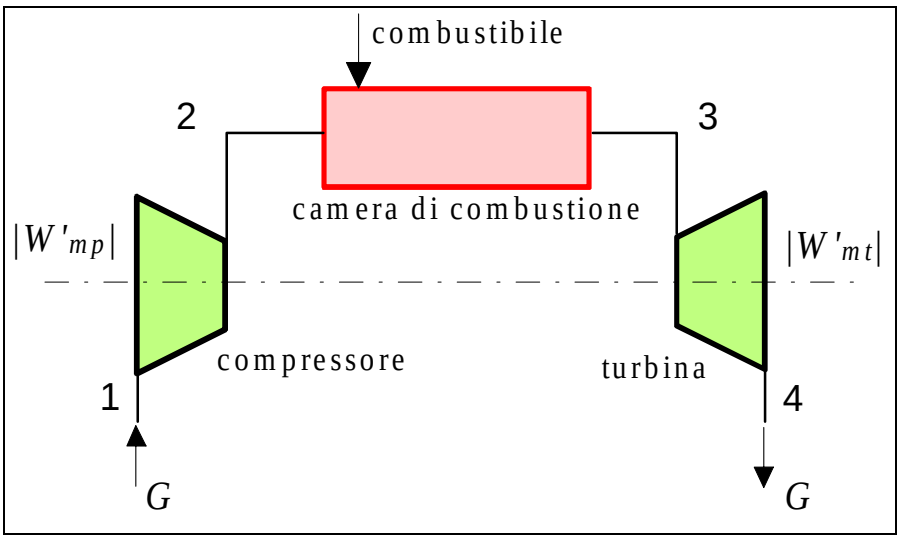


Figura 9.19: Turbina a gas a circuito aperto.

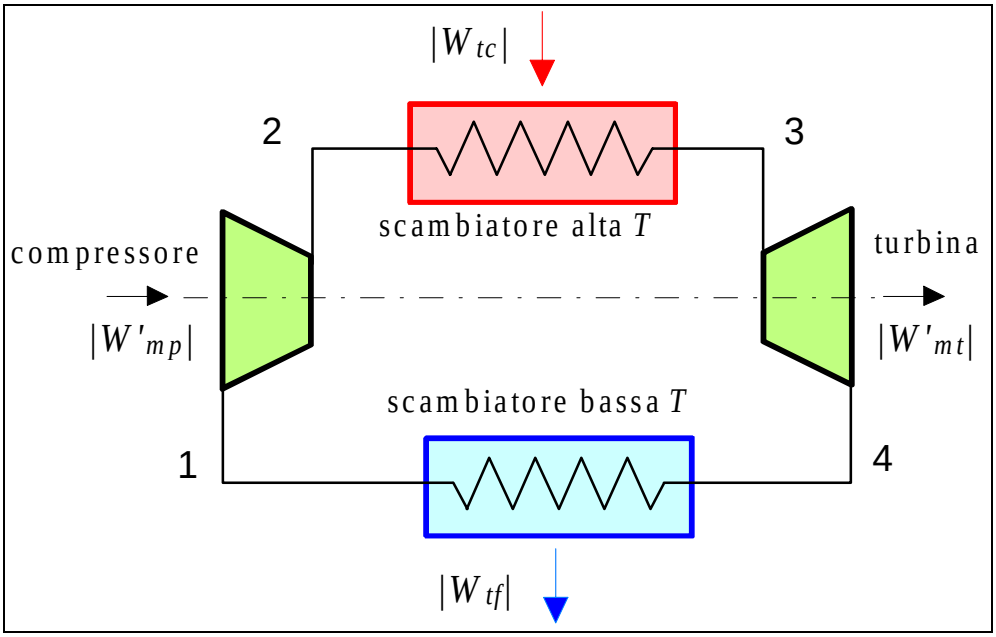


Figura 9.20: Turbina a gas a circuito chiuso.

Il ciclo risultante è riportato sul diagramma *T*-*s* in Figura 9.21. In tali ipotesi, il bilancio termico dei quattro sistemi aperti in serie che costituiscono l'impianto dà come risultato:

compressore (1-2) $$W'_{mp} = -G(h_2 - h_1) = -G\,c_p\,(T_2 - T_1) \quad (59)$$

scambiatore alta *T* (2-3) $$W_{tc} = G(h_3 - h_2) = G\,c_p\,(T_3 - T_2) \quad (60)$$

turbina (3-4) $$W'_{mt} = G(h_3 - h_4) = G\,c_p\,(T_3 - T_4) \quad (61)$$

scambiatore bassa *T* (4-1) $$W_{tf} = -G(h_4 - h_1) = -G\,c_p\,(T_4 - T_1) \quad (62)$$

Notare che i bilanci suddetti sono perfettamente analoghi a quelli del ciclo Rankine, con le importanti differenze che l'ipotesi di gas ideale con c_p costante permette di sostituire i salti entalpici con i corrispondenti salti termici e che in questo caso il lavoro di compressione per un aeriforme *non è trascurabile*.

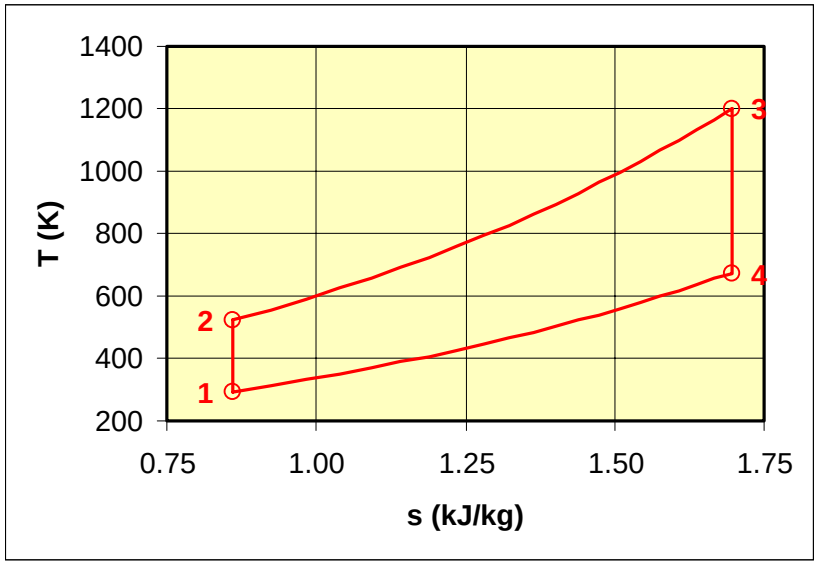


Figura 9.21: Ciclo Brayton reversibile sul diagramma *T*-*s*.

Posto

$$a = \frac{R}{c_p} = \frac{k-1}{k}$$
$$r_p = \frac{p_2}{p_1} = \frac{p_3}{p_4} \qquad (63)$$

dalla espressione della trasformazione adiabatica reversibile per un gas ideale risulta

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{T_3}{T_4} = r_P^a \qquad (64)$$

Il rendimento di primo principio del ciclo è dato da

$$\eta = \frac{W'_{mu}}{W_{tc}} = \frac{G(h_3 - h_4) - G(h_2 - h_1)}{G(h_3 - h_2)} \qquad (65)$$

e, tenendo conto della ipotesi di gas ideale ($\Delta h = c_p \, \Delta T$) ed eliminando la quantità $G \, c_p$

$$\eta = \frac{(T_3 - T_4) - (T_2 - T_1)}{(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} \qquad (66)$$

l'espressione precedente può essere semplificata notevolmente tenendo conto che

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{T_3}{T_4} = r_P^a \quad \Rightarrow \quad \frac{T_4}{T_1} = \frac{T_3}{T_2} = \frac{T_4}{T_2} \, r_P^a \qquad (67)$$

da cui

$$\eta = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} = 1 - \frac{T_1\left(\frac{T_4}{T_1} - 1\right)}{T_2\left(\frac{T_3}{T_2} - 1\right)} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \frac{1}{r_p^a} \quad (68)$$

Come si vede, il rendimento cresce all'aumentare del rapporto di compressione, e dipende solo da quest'ultimo ed dal tipo di fluido adottato (che determina il valore di *a*). *Non* dipende invece da nessun valore di temperatura del ciclo.

Il rendimento di secondo principio è dato da

$$\varepsilon = \frac{\eta}{\eta_C} = \frac{1 - \frac{T_1}{T_2}}{1 - \frac{T_1}{T_3}} \quad (69)$$

La *PMU* è data da

$$PMU = \frac{G}{W'_{mu}} = \frac{1}{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)} = \frac{1}{c_p[(T_3 - T_4) - (T_2 - T_1)]} \quad (70)$$

E può essere riarrangiata nella forma

$$PMU = \frac{1}{c_p T_1\left(1 + \frac{T_3}{T_1} - r_p^a - \frac{T_3}{T_1 r_p^a}\right)} \quad (71)$$

La *PMU* diminuisce all'aumentare del rapporto T_3/T_1 ed è inversamente proporzionale a c_p: questo giustifica l'adozione dell'elio che ha un c_p molto alto, e spiega la tendenza ad incrementare continuamente T_3, che non comporta invece aumenti di rendimento.

E' interessante riportare in funzione del rapporto di compressione l'andamento di η e del lavoro unitario $L' = 1/PMU$, per un dato valore del rapporto T_3/T_1, per l'aria (Figura 9.22). Da esso si vede come il rendimento cresce monotonicamente con il rapporto di compressione, ma L' ha un massimo (e corrispondentemente la *PMU* ha un minimo) per un valore del rapporto di compressione dato da

$$r_{p\,OTT} = \sqrt{\left(\frac{T_3}{T_1}\right)^{\frac{1}{a}}} \quad (72)$$

Il rapporto di compressione ottimale può essere ricavato derivando la Eq.34 rispetto al rapporto di compressione ed uguagliando a zero.

Quindi da un lato la tendenza ad incrementare il rendimento porterebbe ad aumentare il rapporto di compressione (riducendo i costi di esercizio), dall'altra il costo di impianto ed il peso possono essere ridotti minimizzando la *PMU*, ovvero lavorando in condizioni prossime al rapporto di compressione ottimale. Queste considerazioni verranno parzialmente modificate nel prossimo paragrafo, in cui si terrà conto dell'effetto delle irreversibilità. Si nota che il rapporto di compressione ottimale dipende anche (attraverso *a*) dal tipo di fluido adottato.

E' semplice verificare che in un ciclo Brayton che lavora al rapporto di compressione ottimale si ha $T_2 = T_4$.

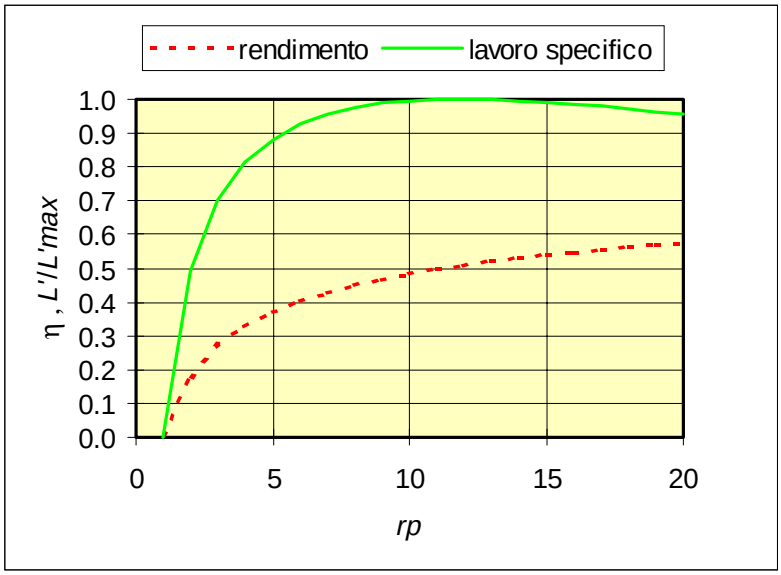


Figura 9.22: Andamento del rendimento e del lavoro specifico in funzione del rapporto di compressione per un ciclo Brayton reversibile.

9.7.1 Effetto delle irreversibilità nel ciclo Brayton

Le irreversibilità che influenzano le prestazioni del ciclo Brayton sono quelle dovute alla non idealità delle espansioni nella turbina e nel compressore. A differenza del ciclo Rankine, anche queste ultime sono importanti, dato che il compressore assorbe un'aliquota non trascurabile della potenza erogata dalla turbina. Le perdite di carico negli scambiatori hanno invece un impatto minore sulle prestazioni.

Altri problemi sono legati al fatto che il fluido non è un gas ideale: i calori specifici variano con la temperatura e la stessa natura del fluido, a causa delle reazioni chimiche di combustione e dissociazione termica, cambia da punto a punto nel ciclo.

Consideriamo quindi un ciclo Brayton a gas ideale in cui la turbina ed il compressore sono caratterizzati da un rendimento isoentropico di compressione, rispettivamente η_t ed η_c. Il ciclo si modifica come in Figura 9.23. L'espressione del rendimento rimane formalmente inalterata

$$\eta = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} \qquad (73)$$

e può essere riarrangiata, tenendo conto delle relazioni tra T_2, T_4 e T_{2i}, T_{4i} nella forma

$$\eta = 1 - \frac{1 - \frac{T_3}{T_1}\left(1 - \eta_t + \frac{\eta_t}{r_p^a}\right)}{1 - \frac{T_3}{T_1} + \frac{r_p^a - 1}{\eta_c}} \qquad (74)$$

La *PMU* può essere espressa come segue:

$$PMU = \frac{1}{c_p T_1 \left(\frac{T_3}{T_1} \frac{1-r_p^a}{\eta_t} + \frac{1-r_p^a}{\eta_c} \right)} \qquad (75)$$

Riportando nuovamente in grafico (Figura 9.24) i valori di η e *L'*= 1/*PMU*, si nota come *L'* abbia un massimo, dato da

$$r_{p\,OTT,PMU} = \sqrt{\left(\frac{T_3}{T_1} \eta_c \, \eta_t \right)^{\frac{1}{a}}} \qquad (76)$$

In questo caso, tuttavia, anche la curva del rendimento presenta un massimo per un valore del rapporto di compressione più elevato di quello della Eq.39. Nella selezione del rapporto di compressione per una macchina reale, bisogna quindi scegliere se operare in condizioni di massimo rendimento o di minimo ingombro. I motori aeronautici lavorano generalmente in condizioni di massimo rendimento, dato che questo permette di ridurre il carico di combustibile e quindi il peso globale dell'aeromobile. Al contrario, spesso gli impianti fissi vengono progettati per le condizioni di minimo ingombro per ridurre i costi di impianto. Notare anche che la condizione di massimo rendimento implica un rapporto di compressione maggiore di quella di minimo ingombro. La distanza tra i due valori ottimali del rapporto di compressione cresce con T_3.

Indicativamente, i rapporti di compressione adottati in pratica oscillano tra 5 e 10 per impianti fissi e tra 10 e 15 per motori aeronautici o turbine fisse *aeroderivate* (ovvero derivate da motori aeronautici). Le potenze installate sono da poche decine di kW fino rispettivamente a 200. MW e fino a 40. MW, nei due casi. I rendimenti sono, tranne poche eccezioni, intorno al 35 ÷ 40%.

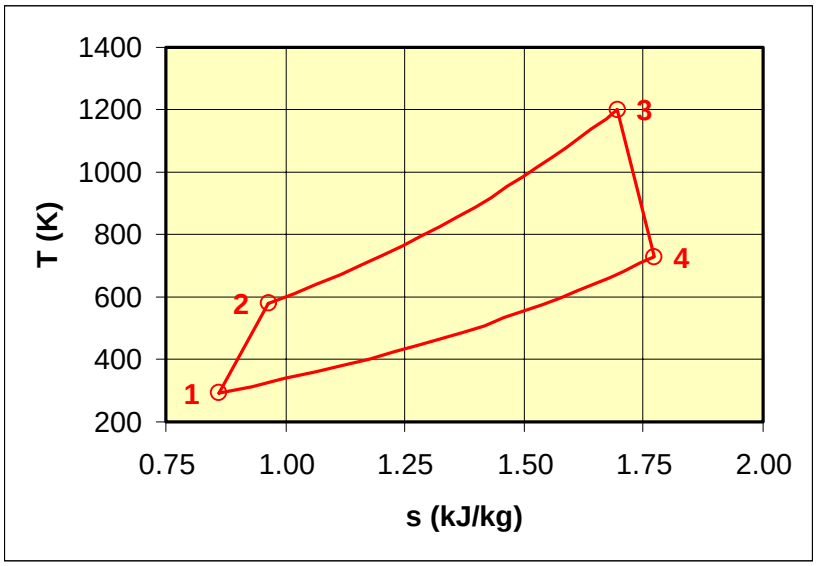


Figura 9.23: Ciclo Brayton reale sul diagramma *T*-*s*.

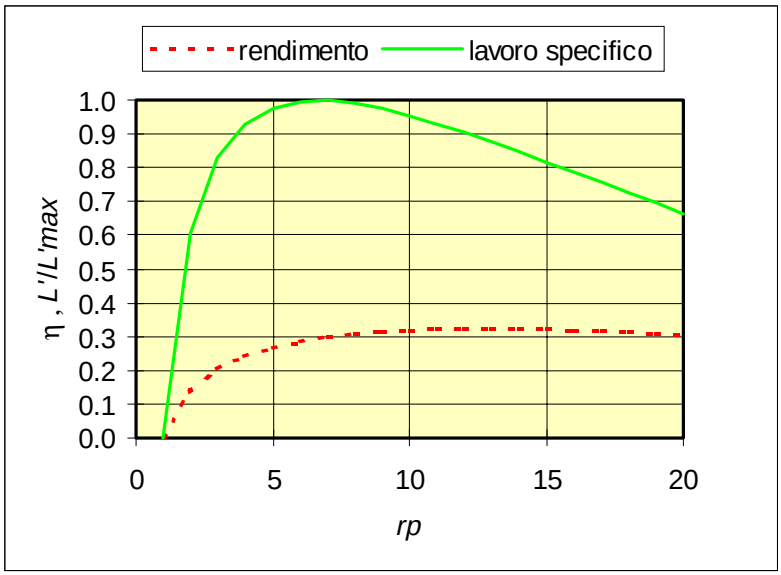


Figura 9.24**:** Andamento del rendimento e della PMU in funzione del rapporto di compressione per un ciclo Brayton reale.

9.7.2 Cenni ai possibili miglioramenti del ciclo Brayton

Si accenna qui solo brevemente ai metodi per migliorare il rendimento del ciclo Brayton.

- *Rigenerazione*: si utilizzano i gas caldi in uscita dalla turbina, a temperatura ancora elevata, per preriscaldare (tramite uno scambiatore di calore a superficie), il gas all'uscita del compressore prima dell'introduzione nella camera di combustione. Si risparmia quindi combustibile, aumentando il rendimento.
- *Compressione multistadio interrefrigerata*: con tale tecnica si può ridurre il lavoro di compressione. Combinata alla rigenerazione, essa produce un sensibile aumento di rendimento.

Queste soluzioni comportano un notevole incremento di peso, complessità e costo dell'impianto, vanificandone la semplicità di impianto e di installazione, cosicché esse hanno avuto finora poco successo commerciale, nonostante il vantaggio termodinamico. Inoltre, esse sono semplicemente improponibili nel caso della propulsione aeronautica. La rigenerazione si adotta talvolta in impianti di potenza inferiore a 10. MW.

9.8 Cenno agli Impianti a Ciclo Combinato

Abbiamo accennato come una delle principali cause di irreversibilità del ciclo Rankine consista nella elevata differenza di temperatura tra il vapore ed i prodotti della combustione in caldaia, e come al contrario il rendimento del ciclo Brayton sia penalizzato dallo scarico dalla turbina di gas ad elevata temperatura rispetto all'ambiente. Da queste considerazioni nasce l'idea *di accoppiare i due cicli*, utilizzando i gas di scarico della turbina del ciclo Brayton per riscaldare (totalmente od in parte) il vapore del ciclo Rankine (Figura 9.25). L'impianto che ne risulta è detto *a ciclo combinato*, ed è in grado di raggiungere, con opportuni accorgimenti, rendimenti di primo principio fino ad oltre il 50%. Questa tecnica costituisce la prospettiva più promettente per incrementare le prestazioni degli impianti termoelettrici; nel prossimo futuro è prevista la conversione di numerosi impianti esistenti in impianti a ciclo combinato (*repowering*) per aumentarne la potenza erogata a parità di consumi di combustibile.

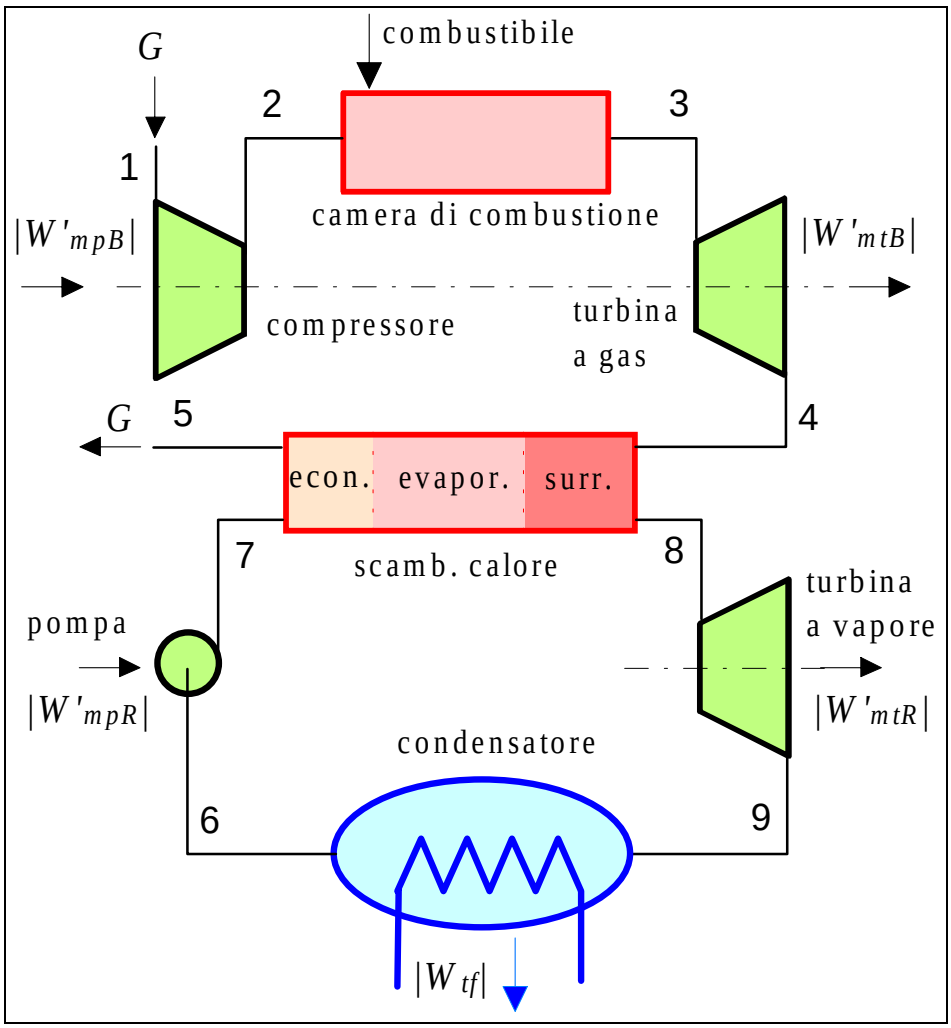


Figura 9.25: Impianto a ciclo combinato.

9.9 Cenno alla Cogenerazione

Abbiamo visto come la produzione di energia elettrica o meccanica da una fonte di calore (in genere, la combustione) abbia come effetto indesiderato e inevitabile che una parte del calore prodotto non può essere convertito in energia meccanica, ma viene restituito come "rifiuto" alla sorgente fredda. D'altra parte, in altre applicazioni (in genere per il riscaldamento di edifici) "sprechiamo" calore disponibile ad alta temperatura (sempre originato da una combustione) per utilizzarlo a temperatura molto più bassa. Viene quindi spontaneo domandarsi perché non si utilizzi per questi ultimi scopi il calore refluo, a bassa temperatura, proveniente dagli impianti di generazione di energia elettrica o meccanica. Ad esempio, si potrebbe costruire un impianto a ciclo Brayton che provveda a generare l'energia elettrica necessaria agli edifici della nostra facoltà ed utilizzi il calore ceduto alla sorgente fredda per il suo riscaldamento invernale, invece di scaricarlo semplicemente nell'ambiente. In questo modo la energia chimica inizialmente disponibile nel combustibile verrebbe sfruttata integralmente e nel modo ottimale. Questa procedura prende il nome di *cogenerazione*.

Gli impianti cogenerativi possono essere classificati sommariamente nelle categorie seguenti:

- *Impianti a ciclo non modificato*: in questi impianti, si aggiunge semplicemente uno scambiatore che recupera il calore dai prodotti della combustione, allo scarico di una turbina o di un motore alternativo, senza modificare il ciclo termodinamico dell'impianto originario. In questo caso il calore recuperato è completamente "gratuito" dal punto di vista energetico, ma si devono

sostenere dei costi per installare lo scambiatore di recupero e la rete di distribuzione dell'energia termica recuperata.

- *Impianti a ciclo modificato*: alcuni cicli, tra cui principalmente quello Rankine, hanno il pregio di restituire il calore refluo a temperature molto basse: se si vuole recuperare questo calore, è necessario modificare il ciclo innalzandone la temperatura inferiore, cioè innalzando la pressione nel condensatore. Un'altra possibilità è quella di spillare una parte del vapore destinata alla turbina a pressione relativamente elevata, destinandolo semplicemente alla produzione di energia termica. Entrambe queste soluzioni penalizzano il rendimento di primo principio dell'impianto originario, per cui il calore recuperato non è completamente "gratuito". I relativi costi vanno a sommarsi a quelli di impianto, analoghi al caso precedente.

I maggiori ostacoli che si frappongono alla diffusione su larga scala della cogenerazione sono: contemporaneità e continuità dei fabbisogni di calore e di energia elettrica/meccanica, maggiori costi d'impianto e costo della rete di distribuzione del calore.

9.10 Applicazione agli Impianti Nucleari

Vediamo ora le problematiche di applicazione del ciclo di Rankine alle specifiche caratteristiche degli impianti nucleari. Abbiamo notato che questo ciclo si discosta da quello ideale di Carnot essenzialmente per la. presenza della trasformazione isobara 1' 2 (Figura 9.26 per un reattore ad acqua in pressione) lungo la quale il calore viene ceduto a temperatura variabile. Per effetto di ciò il rendimento del ciclo di Rankine (ideale) è minore del rendimento del ciclo di Carnot che operi tra gli stessi limiti di temperatura.

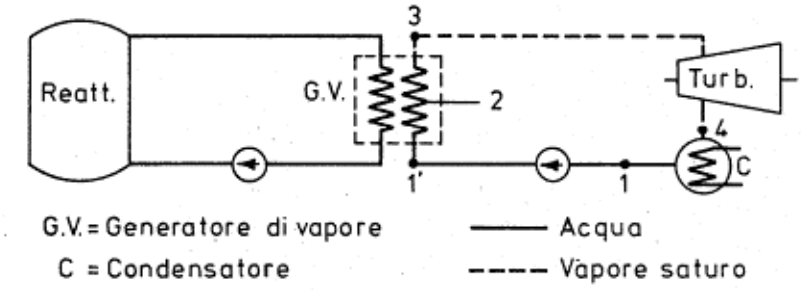


Figura 9.26: Schema di flusso di un PWR come esempio di realizzazione di un ciclo di Rankine

Come visto precedentemente, per migliorare il rendimento del ciclo di Rankine si può ricorrere alla "rigenerazione". In una "rigenerazione ideale" il liquido, alla pressione della mandata della pompa, evolve da 1' a 2 prelevando continuamente calore alla stessa temperatura alla quale si trova (e quindi in modo reversibile) dalla trasformazione 3 4 (anziché dal fluido primario che circola nello scambiatore).

Per approssimare questo trasferimento ideale, si potrebbe pensare di inviare l'acqua uscente dalla pompa attraverso uno spazio anulare ricavato nella cassa della turbina (schema di Figura 9.27). Se la velocità è bassa e la superficie di scambio termico è notevolmente elevata, il calore viene trasferito in modo quasi reversibile.

Idealmente il ciclo di Rankine si trasformerebbe nel "ciclo rigenerativo a vapore saturo" di Figura 9.27. Poiché il calore ceduto dal fluido durante l'espansione (rappresentato dall'area della superficie punteggiata nel diagramma T-S) è uguale al calore sensibile assorbito dal fluido nel tratto 1 - 2 (area della superficie tratteggiata nello stesso diagramma), il calore viene assorbito dalla sorgente esterna

(condensatore) esclusivamente nel tratto isotermo 4 - 1 a temperatura costante T_1. Pertanto il rendimento del ciclo rigenerativo ideale ottenuto è:

$$\eta_{R,r} = \frac{\Delta S\,(T_2 - T_1)}{\Delta S\,T_2} = 1 - \frac{T_2}{T_1} = \eta_C \qquad (77)$$

Cioè, nelle condizioni ideali supposte, è uguale al rendimento massimo ottenibile di un ciclo di Carnot.

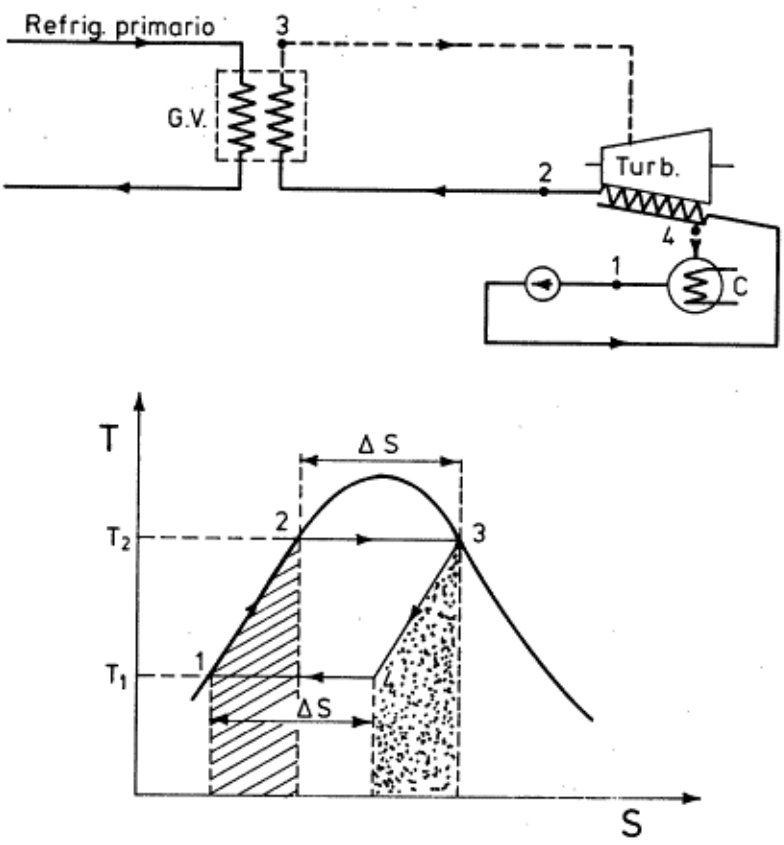


Figura 9.27: Ciclo rigenerativo ideale (T, S) e schema di un circuito che potrebbe approssimarlo

La realizzazione dello schema di Figura 9.27 presenta peraltro delle ovvie difficoltà costruttive facilmente intuibili. Inoltre il titolo del vapore in uscita dalla turbina è molto basso, col pericolo che l'eccessiva umidità presente danneggi le pale degli ultimi stadi della turbina. In pratica, negli impianti nucleari di potenza, la rigenerazione viene effettuata spillando, in uno o più punti, piccole frazioni del vapore che espande in turbina ed il vapore estratto viene usato per preriscaldare l'acqua all'uscita della pompa.

La Figura 9.28 mostra lo schema di flusso di un impianto di potenza che opera secondo un ciclo di Rankine con due stadi rigenerativi (spillamenti) come descritto precedentemente. In pratica si ha una riduzione della quantità di calore assorbito dall'esterno (dal reattore o più precisamente dal generatore di vapore in un PWR) in condizioni di temperatura variabile e, conseguentemente, un aumento del rendimento del ciclo rigenerativo ottenuto rispetto al classico ciclo Rankine.

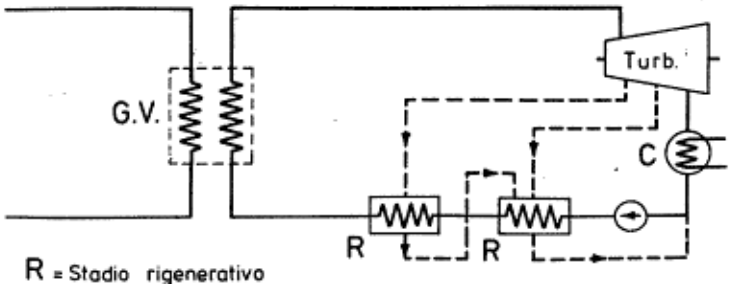


Figura 9.28: Schema di flusso di un impianto che opera secondo un ciclo di Rankine rigenerativo a due stadi

Negli impianti nucleari esistono alcune controindicazioni alla rigenerazione legate, in primo luogo, ad un aumento del costo dell'impianto che deve essere attentamente valutato in sede economica, considerando la preponderanza dei costi di impianto rispetto ai costi del combustibile, legati questi ultimi anche al rendimento dell'impianto stesso. Nella pratica quindi si utilizzano solo pochi stadi rigenerativi (6 ÷ 7).

Vediamo ora l'opportunità di utilizzare, in un impianto nucleare, un ciclo di "Rankine a vapore surriscaldato". Come è noto, negli impianti convenzionali che bruciano combustibili fossili, il surriscaldamento del fluido è molto usato, in quanto comporta un incremento del rendimento dell'impianto stesso a parità di pressione del fluido agente. Così il rendimento del ciclo surriscaldato 1-2-3-3'-4' di Figura 9.29 a) è più elevato del rendimento del ciclo saturo 1-2-3-4.

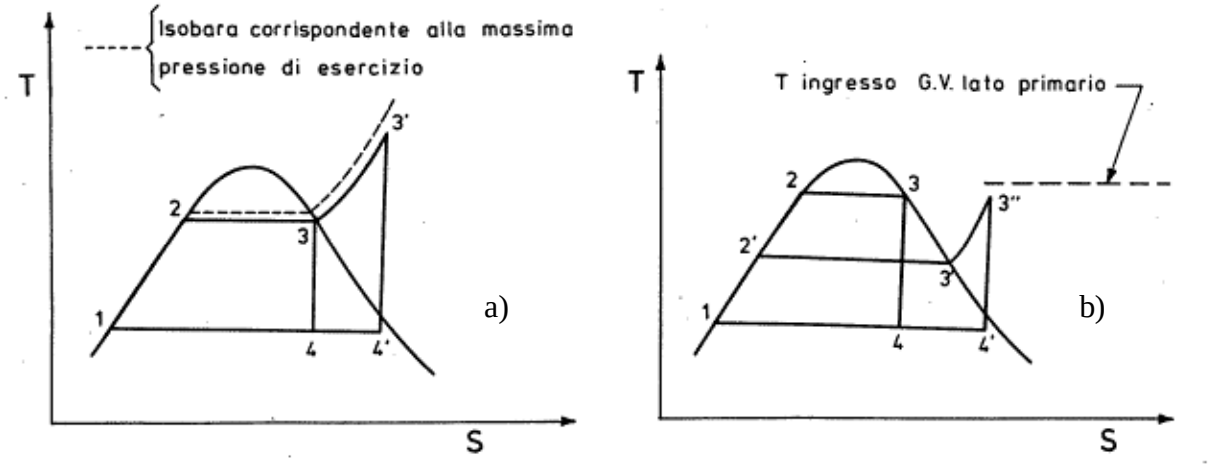


Figura 9.29: Cicli di Rankine saturo ed a vapore surriscaldato

a) Confronto a parità di pressione di esercizio b) Confronto a parità di temperature estreme

Il limite della temperatura di immissione in turbina è determinato praticamente dalla massima temperatura di funzionamento della macchina stessa (600. ÷ 700. °C). Un altro notevole vantaggio connesso con il surriscaldamento del vapore è la minore[27] umidità del vapore negli ultimi stadi della turbina rappresentato dal punto 4' in Figura 9.29 a).

[27] Nei cicli reali l'umidità è ancora minore per effetto dell'espansione ad entropia crescente.

Nel caso dei reattori nucleari ad acqua che operano con temperature del refrigerante primario relativamente modeste (per es. nei PWR, nei quali la temperatura di uscita dal nocciolo deve essere limitata a 300. ÷ 330. °C per mantenere sottoraffreddata l'acqua del circuito primario con valori accettabili della pressione) non è invece conveniente surriscaldare il vapore uscente dal generatore di vapore. Infatti, effettuando il confronto grosso modo a parità di temperatura massima[28] del ciclo, riportato nella Figura 9.29 b), il ciclo di Rankine a vapore surriscaldato ha un rendimento minore del ciclo di Rankine a vapore saturo.

Un ragionamento dello stesso tipo può portare a conclusioni completamente differenti per altre tipologie di filiera. Per esempio nei reattori veloci refrigerati a metallo liquido, il sodio primario esce dal reattore ad una temperatura che tipicamente si aggira intorno ai 550. °C. In conseguenza, anche l'acqua nei circuito finale di utilizzazione può raggiungere temperature elevate. La temperatura del vapore saturo è peraltro limitata dalla convenienza di contenere entro limiti accettabili la pressione nel circuito di utilizzazione stesso. In tal caso, e per quanto sopra detto, sussiste una incentivazione a surriscaldare il vapore.

Sinora abbiamo considerato, da un punto di vista concettuale, alcuni semplici cicli termodinamici in condizioni ideali. Lo studio dei cicli effettivamente utilizzati negli impianti nucleari è reso più complesso, da un lato, per la presenza di fenomeni dissipativi e, dall'altro, per l'adozione di alcuni accorgimenti derivanti, di solito, più da esigenze tecnologiche che da considerazioni energetiche (per es. la necessità di limitare l'erosione degli ultimi stadi delle turbine) che comportano delle modifiche del ciclo. L'argomento verrà ripreso nella discussione dedicata ai problemi realizzativi delle turbine a vapore saturo, normalmente utilizzate negli impianti nucleari, nel paragrafo 9.11.

Prima di chiudere questo paragrafo vogliamo solo ribadire che una delle principali sorgenti di irreversibilità del ciclo termico è costituita dalla degradazione dell'energia dovuta alla trasmissione del calore. Una prima degradazione ha luogo all'interno del nocciolo stesso a causa della differenza di temperatura esistente tra l'elemento di combustibile ed il fluido refrigerante ed una seconda degradazione ha luogo, eventualmente, nei generatori di vapore.

A titolo di esempio facciamo riferimento all'impianto PWR schematizzato in Figura 9.26. I processi di scambio termico che hanno luogo nel generatore di vapore (GV) possono essere rappresentati, nel piano temperatura - entalpia, dalla Figura 9.30 a) e b) che si riferiscono rispettivamente a generatori di vapore in "controflusso" ed in "equicorrente". La linea AB si riferisce al fluido primario ed ha una pendenza costante nell'ipotesi che il calore specifico del fluido non vari tra le temperature T_A e T_B. La linea 1-2-3 si riferisce invece al fluido secondario in cambiamento di fase (acqua - vapore). Si noti che nel caso di deflussi equiversi all'interno del generatore di vapore le differenze di temperatura tra i fluidi primario e secondario sono maggiori e quindi l'irreversibilità del ciclo è maggiore. Questo fatto farà normalmente preferire le realizzazioni in controcorrente. In tal caso le linee che rappresentano i fluidi primario ed il fluido secondario si avvicinano in corrispondenza del punto 2, normalmente chiamato "pinch point". Minore è il valore della differenza di temperatura (ΔT_{pp}) fra i due fluidi in corrispondenza del "pinch point", minore è la degradazione del calore e quindi l'irreversibilità del ciclo realizzato. Naturalmente per diminuire questo ΔT_{pp} occorre aumentare la superficie di scambio termico e quindi le dimensioni, il peso ed il costo del generatore di vapore, pertanto il suo valore deve essere fissato in base criteri di compromesso. Valori ragionevoli del ΔT_{pp} nei generatori di vapore normalmente utilizzati per PWR sono compresi tra i 10. ed i 20. °C.

[28] Questa deve essere necessariamente inferiore alla massima temperatura del primario.

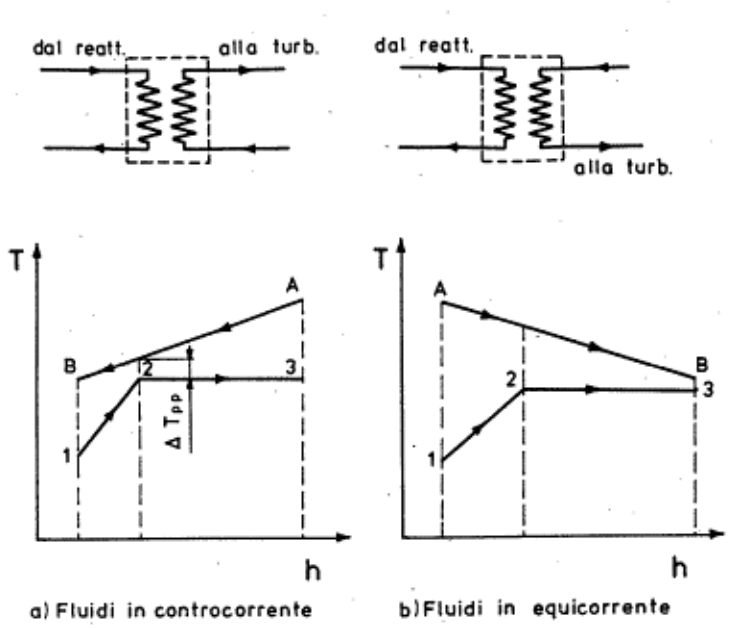


Figura 9.30: Andamento delle temperature nel generatore di vapore

9.11 Problemi realizzativi delle Turbine per Impianti Nucleari

Abbiamo visto, nel precedente paragrafo, come negli impianti nucleari ad acqua leggera sia conveniente, dal punto di vista termodinamico, operare, nel circuito finale di utilizzazione, con un ciclo di Rankine rigenerativo a vapore saturo. A causa delle piccole differenze che esistono tra i differenti tipi di reattori LWR per ciò che concerne la pressione del vapore vivo, i problemi realizzativi dei turbogeneratori destinati ad essere utilizzati negli impianti RWR e PWR sono praticamente comuni[29].

In sostanza i moderni generatori nucleari ad acqua leggera sono in grado di produrre vapore avente una pressione che si aggira intorno ai 70. kg/cm^2 allo stato di vapore saturo secco o con titolo superiore al 99.7%. Le caratteristiche del vapore generato dagli attuali LWR sono pertanto "scadenti" se confrontate con le caratteristiche del vapore generato dalle moderne unità convenzionali[30].

I problemi principali che si presentano nella progettazione delle turbine utilizzate negli impianti nucleari sono connessi con:

a) le grandi portate volumetriche di vapore necessarie in considerazione del basso valore del salto entalpico disponibile nell'espansione e della bassa pressione;

b) gli elevati valori dell'umidità lungo l'espansione in turbina e soprattutto allo scarico.

Esaminiamo brevemente come i due parametri "portata volumetrica" ed "umidità del vapore" intervengano a caratterizzare la progettazione della turbina stessa.

L'attuale tendenza è per la costruzione di gruppi turboalternatori ad altissime potenze unitarie. Mentre alcune installazioni raggiungono e superano i 1,400. MWe, tendendo verso i 1,500. MWe,

[29] Una differenziazione esiste, in effetti, in relazione ai differenti problemi di protezione e di sicurezza, a seconda che il vapore operi in sistema a ciclo diretto (BWR) o indiretto (PWR).

[30] Nel campo delle centrali a combustibile fossile il "vapore vivo" ha pressioni comprese fra 140. e 245. kg/cm^2 e temperature comprese fra 540. e 570. °C.

realizzazioni con potenze comprese tra 800. e 1,200. MWe sono ormai da considerarsi comuni. Le portate volumetriche in gioco, anche nel caso di potenze molto più basse, danno per scontata la suddivisione della turbina in più cilindri (corpi). Il cilindro di alta pressione, per potenze oltre 200. MW, è del tipo a doppio efflusso simmetrico. I cilindri a bassa pressione, operanti in parallelo in numero da 1 a 3, a seconda delle portate volumetriche allo scarico, sono sempre a doppio efflusso simmetrico.

Mentre nel campo delle centrali convenzionali la velocità di rotazione dei turboalternatori è ormai generalmente unificata nel valore[31] di 3,000 (3,600) giri/1', nel campo delle turbine a vapore saturo si è in condizioni di dover operare una scelta tra le due velocità di rotazione di 3,000 (3,600) e 1,500 (1,800) giri/1'. La scelta viene determinata essenzialmente in base ai soliti due parametri critici: portate volumetriche e umidità di vapore. Nel caso di potenze elevate (> 600. ÷ 700. MWe) la velocità di rotazione minore si impone per limitare il numero dei corpi e la lunghezza dell'asse, riducendo in conseguenza i problemi connessi con le dilatazioni differenziali, l'allineamento, ecc. Peraltro la bassa velocità di rotazione comporta l'adozione di parti più pesanti e di grandi dimensioni.

Anche il valore della pressione nel condensatore viene fortemente condizionato da considerazioni di portata volumetrica. Per aumentare il rendimento del ciclo conviene stabilire nel condensatore la più bassa pressione possibile (compatibilmente con la temperatura dell'acqua di raffreddamento) e ridurre la velocità del vapore allo scarico. Ne consegue la necessità di avere delle aree di efflusso nell'ultimo stadio della turbina dimensionate in modo da convogliare, a bassa velocità, enormi portate volumetriche (dato il basso valore della densità di vapore). I valori dedotti per tali aree sono praticamente irrealizzabili nel caso di gruppi di grandissima potenza, ma anche nel campo delle possibili realizzazioni pratiche occorre considerare che il maggior costo della turbina e dell'impianto di condensazione non è sempre compensato dall'incremento di potenza ottenibile. Si è quindi costretti a ridurre le aree di scarico, accettando un minor rendimento del ciclo ideale (conseguente ad una pressione non troppo bassa nel condensatore) ed una maggiore irreversibilità (conseguente ad una più elevata velocità di efflusso del vapore). Per gruppi della potenza di 1,000. MWe l'ordine di grandezza della pressione allo scarico si aggira sui valori di 0.06 ÷ 0.07 ata e si hanno valori dell'area anulare di scarico dell'ordine dei 50. m^2.

Consideriamo ora brevemente i sistemi adottati per ridurre l'umidità del vapore conseguente all'espansione in turbina. Il vapore è reso disponibile all'ammissione in turbina ad una pressione di circa 70. kg/cm^2 ed allo stato saturo con piccolissima percentuale di umidità (≈ 0.25 %).

Partendo da simili condizioni iniziali il vapore subisce un'espansione politropica in turbina che lo porta ad avere, allo scarico, un contenuto di umidità compreso tra il 20% ed il 25% a seconda della pressione nel condensatore (curva A in Figura 9.31). Tale elevatissimo tasso di umidità non è praticamente accettabile, in quanto si traduce in un notevole abbassamento del rendimento della turbina stessa ed in vistosi fenomeni di erosione delle palette. La perdita di rendimento è imputabile all'azione frenante che le gocce d'acqua che si formano esercitano sul vapore, impedendone un regolare efflusso attraverso la palettatura della turbina. L'erosione è un fenomeno notevolmente complesso i cui parametri critici sono la dimensione delle gocce d'acqua e la velocità d'urto.

Dai triangoli di velocità in Figura 9.32 si vede come le gocce vadano ad urtare il dorso del bordo di entrata delle palette mobili che rappresenta quindi la zona di maggio re erosione.

I principali provvedimenti tecnologici atti a ridurre l'umidità al termine dell'espansione del vapore sono:

[31] Si parla di gruppi a piena velocità poiché la loro frequenza di rotazione è uguale alla frequenza della tensione ai morsetti del generatore (50 o 60 Hz). L'alternatore è in conseguenza bipolare.

La separazione dell'umidità. Il vapore all'uscita del cilindro ad alta pressione viene scaricato in un "separatore di umidità" dal quale esce praticamente in condizioni di vapore saturo secco per riprendere successivamente l'espansione nei corpi a bassa pressione. Il funzionamento dei separatori di umidità è basato sulla maggiore inerzia che le gocce d'acqua hanno rispetto al vapore. Le realizzazioni di questi separatori sono di due tipi: a "ciclone" (se utilizzano la forza centrifuga della miscela umida attraversante un dispositivo statico, per esempio dotato di palette, atto ad imprimere al fluido un moto vorticoso) o ad "impatto" (se la miscela viene costretta a fluire attraverso dei passaggi ondulati, ottenuti con lamierini corrugati in direzione ortogonale al flusso). L'essiccamento del vapore viene ulteriormente migliorato utilizzando, oltre questa separazione esterna, anche una "separazione interna" alla turbina, che impiega la forza centrifuga delle palette della turbina stessa per separare l'acqua dal vapore. La Figura 9.32 mostra, in forma schematica, una tipica realizzazione di separatore interno alla turbina. Le goccioline d'acqua aderiscono su scanalature longitudinali ricavate nelle palette mobili e vengono centrifugate nelle apposi te "camere di drenaggio" dalle quali vengono scaricate, assieme ad un piccolo flusso di vapore, in un ambiente a pressione più bassa (in genere negli scambiatori rigeneratori). La curva B di Figura 9.31 rappresenta una espansione con separazione dell'umidità realizzabile mediante la disposizione riportata nello schema B.

Il surriscaldamento del vapore all'uscita del separatore di umidità contribuisce a diminuire ulteriormente il titolo di uscita dalla turbina (linea C nel diagramma di Mollier di Figura 9.31). Il surriscaldamento può essere operato in un solo stadio con "vapore vivo" o in due stadi, utilizzando sia "vapore spillato" dalla turbina sia "vapore vivo". Le rispettive disposizioni realizzative sono riportate nei due schemi contraddistinti dalla lettera C in Figura 9.31. La temperatura di surriscaldamento può variare da 230. °C a 270. °C in relazione alla pressione del "vapore vivo".

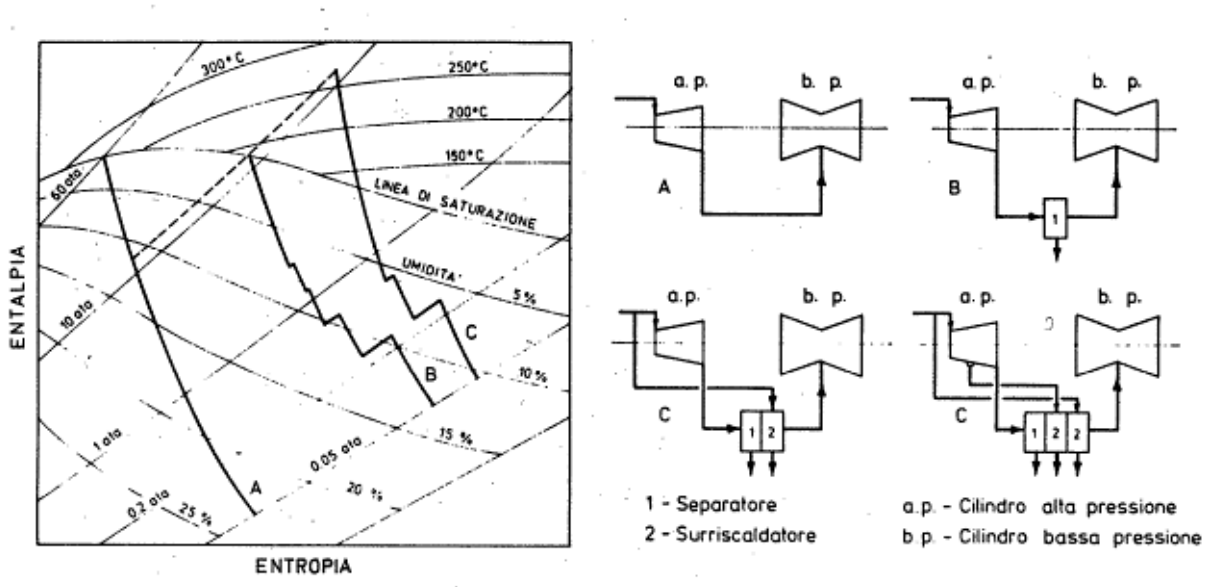


Figura 9.31: Separatore dell'umidità e surriscaldamento intermedio nelle turbine a vapore saturo

La pressione alla quale viene effettuata la separazione ed il surriscaldamento (isobara tratteggiata in Figura 9.31) è compresa in genere tra il 22% ed il 30% della pressione del "vapore vivo". La scelta viene effettuata in base a considerazioni termodinamiche, costruttive ed economiche. Dal diagramma di Mollier si nota come un abbassamento della pressione di separazione e surriscaldamento riduca l'umidità allo scarico di bassa pressione ma, contemporaneamente, la innalzi allo scarico di alta pressione. Il valore ottimale, da un punto di vista termodinamico, si ha per valori di 3. ÷ 4. kg/cm^2.

Un valore così basso della pressione comporta però delle difficoltà costruttive in relazione al dimensionamento del separatore, del surriscaldatore e delle tubazioni e valvole di collegamento.

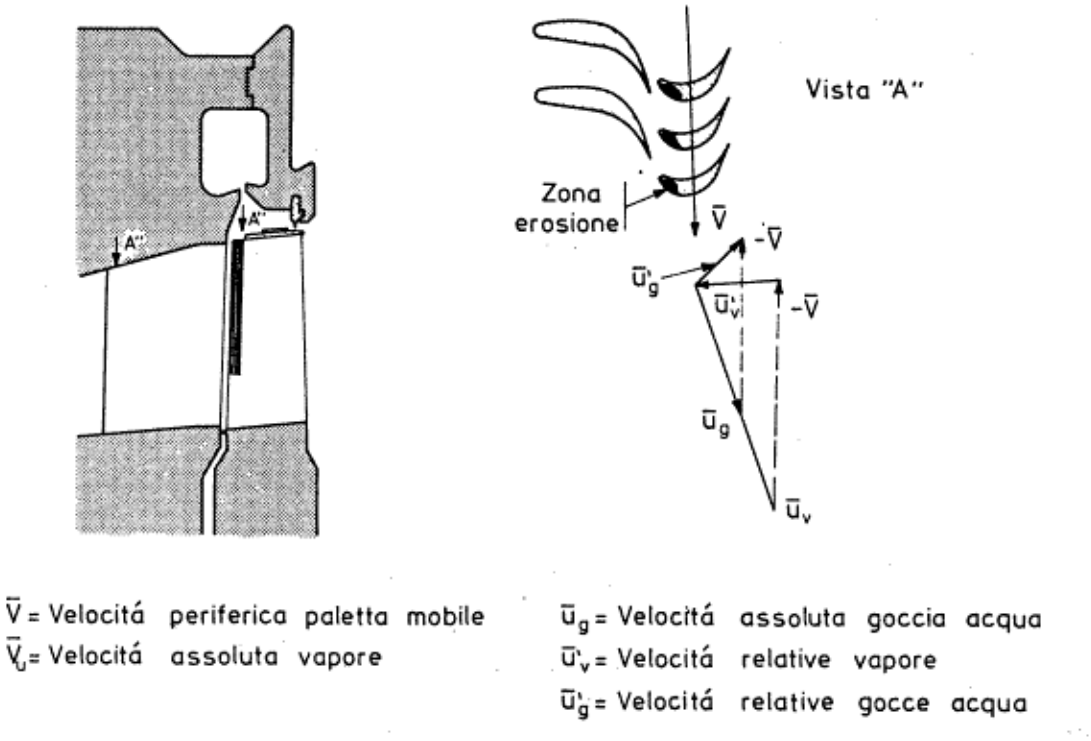


Figura 9.32 : Schema di uno stadio con estrazione di vapore

Dopo tutti questi provvedimenti, l'umidità che rimane è ancora in grado di provocare erosioni e pertanto occorre proteggere i punti più vulnerabili della turbina o mediante apporto di materiale molto resistente (stellite) o mediante trattamenti termici di indurimento.

10. APPENDICE A: CARATTERISTICHE DEI PIÙ COMUNI MATERIALI

Energia (eV) E	Sezioni d'urto[32] (barn)			ν	η
	σ	σ_f	σ		
	Uranio^{233}				
2. x 10^6	0.29	2.69	-	2.57	2.32
0.025	54	527	13	2.51	2.28
	Uranio^{235}				
2. x 10^6	0.43	1.78	5	2.50	2.01
0.025	112	582	10	2.47	2.07
	Plutonio^{239}				
2. x 10^6	0.44	1.91	3.7	2.96	2.40
0.025	280	748	9.6	2.89	2.10

Tabella 10.1: Caratteristiche dei più comuni combustibili.

	acqua leggera H_2O	acqua pesante D_2O	berillio metallico	ossido di berillio BeO	grafite
Peso atomico o molecolare	18.0	20.0	9.01	25.0	12.0
Densità, g/cm^3	1.00	1.10	1.84	2.86	1.57
Atomi o molecole per cm^3	3.3 10^{24}	3.3 10^{24}	1.2 10^{24}	6.9 10^{24}	7.9 10^{24}
Sezione d'urto microscopica di deviazione, σ_d, barn (epitermica)	49	10.5	6.0	9.8	4.8
Sezione d'urto microscopica di assorbimento, σ_a, barn (termica)	0.66	0.00082	0.009	0.092	0.0045
Sezione d'urto macroscopica di deviazione Σ_d, cm^{-1}, (epitermica)	1.64	0.35	0.74	0.67	0.38
Sezione d'urto macroscopica di assorbimento, Σ_a, cm^{-1} (termica)	0.022	0.000027	0.0011	0.00063	0.00035
Decremento logaritmico medio, ξ	0.93	0.51	0.206	0.17	0.158
Numero medio di collisioni per termalizzare (da 2. MeV a 0.025 eV), $\Delta u/\xi$	19.6	35.7	88.3	107	115
Potere di rallentamento, $\xi \Sigma_d$, cm^{-1}	1.5	0.18	0.152	0.11	0.060
Rapporto di moderazione, $\xi \Sigma_{d\,/}\, \Sigma_a$	70	6670	150	180	175
Libero cammino medio di trasporto, λ_{tr}, cm	0.426	2.4	1.46	0.90	2.71
Lunghezza di diffusione, L, cm	2.54	170	21.03	22	50
L^2, cm^2	6.45	28,900	442	484	2500
Età di Fermi termica, τ_{th}, cm^2	31.4	120	98	110	350
Lunghezza di rallentamento, cm	5.6	11.0	9.9	10.5	18.7
Area di migrazione, $\tau_{th} + L^2$, cm^2	37.8	29,020	540	594	2850
Tempo di rallentamento, s	10^{-3}	4.6 10^{-4}	6.7 10^{-4}	-	1.5 10^{-4}
Tempo di diffusione, t_d, s	2.1 10^{-4}	0.17	4.13 10^{-4}	-	1.3 10^{-4}

Tabella 10.2: Caratteristiche dei più comuni moderatori.

[32]I valori di σ a 2 MeV sono valori medi nella gamma di energie cui avviene la fissione veloce. Le misure che hanno utilità pratica vengono generalmente eseguite su ν ed η.

TABELLA 8. Proprietà di alcuni materiali usati nei reattori.

Materiali	Densità (g/cm³)	P. fusione (°C)	P. eboll. (°C)	Coeff. espans. cm/cm°C ·10⁻⁶	Conduc. termica cal/cm sec°C	Carico di rottura a trazione kg/mm²	Allung. dopo rottura a traz. (%)	Durezza Brinell	Scorrimento viscoso			Sezione di assorbimento termico (barn/atomo)
Berillio fuso	1,85	1284	2967	13,0	0,40	15	0	~100				0,01
estruso						77	12 ÷ 20		2 · 10⁻⁴ cm/cm hr a 500 °C e 7 kg/mm²			
sinterizzato						23	1					
Magnesio	1,74	650	1103	26	0,40	15 ÷ 18	6	35				0,069
Magnox (¹)					0,29	15	8		1,06 · 10⁻³ cm/cm hr a 400 °C e 0,25 kg/mm²			
Alluminio	2,70	660	2500	23,5	0,50	6 ÷ 12	5 ÷ 60	15 ÷ 50				0,241
SAP (²)	2,7 ÷ 2,8	molle a 660	—	20	0,40	35	10					
Zirconio	6,49	1845	3600	5,85	0,05	34	40	80	1,75 · 10⁻⁴ cm/cm hr a 300 °C e 10 kg/mm²			0,185
Zircaloy 2 (³)	6,55	1821	—	5,2 ± 0,6	0,03	46	15	100	0,5 · 10⁻⁴ cm/cm hr a 300 °C e 14 kg/mm²			
Molibdeno.	10,3	2610	4700	5,1	0,34	46 ÷ 100	40	150 ÷ 240	rottura a 960 °C dopo 100 ore con 13 kg/mm²			2,7
Ferro	7,87	1537	3070	12,1	0,17	28 ÷ 45	15 ÷ 30	80 ÷ 100				2,62
Nichel	8,9	1453	3000	13,3	0,21	39 ÷ 56	25 ÷ 65	90 ÷ 120				4,6
Acciai inossidabili austenitici									a 540 °C	1% in 10 000 ore	1% in 100 000 ore	dipende dalla composizione
AISI 304 (⁴) (ricotto)	7,9	2550 ÷ 2650	—	17,3	0,039	59,8	60	150,	con	13,3 kg/mm²	9,1 kg/mm²	Nota la composizione e la sezione d'urto di ogni elemento si ottiene la sezione d'urto totale della lega sommando le sezioni parziali pesate sulla composizione percentuale Per AISI 347 2,86
AISI 316 (⁵) (ricotto)	8	2500 ÷ 2550	—	16,02	0,039	56,2	60	150	»	16,8 kg/mm²	10,5 kg/mm²	
AISI 347 (⁶) (ricotto)	7,9	2550 ÷ 2600	—	16,74	0,038	63,3	50	160	»	22,4 kg/mm²	19 kg/mm²	
Grafite (⁷) nucleare	1,60	sublima a		3,7 ÷ 2,7	—	0,56	—	—				0,0034
	1,70	3650 ± 25		3,6 ÷ 2,7	0,19 ÷ 0,24	0,81						
	1,75			3,6 ÷ 2,6	0,22 ÷ 0,26	0,90						

(¹) Composizione: vari tipi. Il tipo Magnox A12 inglese: 0,8% Al, 0,01% Be.
(²) Polvere sinterizzata di alluminio contenente 11% circa di ossido.
(³) Composizione: 1,2 ÷ 1,7% Sn, 0,07 ÷ 0,20% Fe, 0,05 ÷ 0,15% Cr, 0,03 ÷ 0,08% Ni, 0,010 max %, N.
(⁴) Carbonio 0,08 max %, Cromo 18 ÷ 20%, Nichel 8 ÷ 12%.
(⁵) Carbonio 0,08 max %, Cromo 16 ÷ 18%, Nichel 10 ÷ 14%.
(⁶) Carbonio 0,08 max %, Cromo 17 ÷ 19%, Nichel 9 ÷ 13%.
(⁷) Tipo prodotto in Francia con le seguenti impurezze: Boro 0,1 ppm, Molibdeno 10 ppm, Vanadio 20 ppm, Sodio 5 ppm, Calcio 30 ppm, Terre rare 0,025 ppm.

Tabella 10.3: Caratteristiche fisiche dei più importanti combustibili nucleari.

Materiali	Densità (g/cm³)	P. fusione (°C)	P. eboll. (°C)	Coeff. espans. cm/cm°C ·10⁻⁶	Conduc. termica cal/cm sec°C	Carico di rottura a trazione kg/mm²	Allung. dopo rottura a traz. (%)	Durezza Brinell	Scorrimento viscoso		Sezione di assorbimento termico (barn/atomo)
Berillio fuso	1,85	1284	2967	13,0	0,40	15	0	~100	$2 \cdot 10^{-7}$ cm/cm hr a 500 °C e 7 kg/mm²		0,01
estruso						77	12 ÷ 20				
sinterizzato						23	1				
Magnesio	1,74	650	1103	26	0,40	15 ÷ 18	6	35	$1,06 \cdot 10^{-4}$ cm/cm hr a 400 °C e 0,25 kg/mm²		0,069
Magnox (¹)					0,29	15	8				
Alluminio	2,70	660	2500	23,5	0,50	6 ÷ 12	5 ÷ 60	15 ÷ 50			0,241
SAP (¹)	2,7 ÷ 2,8	molle a 660	—	20	0,40	35	10				
Zirconio	6,49	1845	3600	5,85	0,05	34	40	80	$1,75 \cdot 10^{-4}$ cm/cm hr a 300 °C e 10 kg/mm²		0,185
Zircaloy 2 (¹)	6,55	1821	—	5,2 ± 0,6	0,03	46	15	100	$0,5 \cdot 10^{-4}$ cm/cm hr a 300 °C e 14 kg/mm²		
Molibdeno.	10,3	2610	4700	5,1	0,34	46 ÷ 100	40	150 ÷ 240	rottura a 960 °C dopo 100 ore con 13 kg/mm²		2,7
Ferro	7,87	1537	3070	12,1	0,17	28 ÷ 45	15 ÷ 30	80 ÷ 100			2,62
Nichel	8,9	1453	3000	13,3	0,21	39 ÷ 56	25 ÷ 65	90 ÷ 120			4,6
Acciai inossidabili austenitici									a 540 °C 1% in 10 000 ore	1% in 100 000 ore	dipende dalla composizione
AISI 304 (¹) (ricotto)	7,9	2550 ÷ 2650	—	17,3	0,039	59,8	60	150	con	9,1 kg/mm²	Nota la composizione e la sezione d'urto di ogni elemento si ottiene la sezione d'urto totale della lega sommando le sezioni parziali pesate sulla composizione percentuale Per AISI 347 2,86
AISI 316 (¹) (ricotto)	8	2500 ÷ 2550	—	16,02	0,039	56,2	60	150	16,8 kg/mm²	10,5 kg/mm²	
AISI 347 (¹) (ricotto)	7,9	2550 ÷ 2600	—	16,74	0,038	63,3	50	160	22,4 kg/mm²	19 kg/mm²	
Grafite (²) nucleare	1,60	sublima a		3,7 ÷ 2,7	—	0,56	—	—			0,0034
	1,70	3650 ± 25		3,6 ÷ 2,7	0,19 ÷ 0,24	0,81					
	1,75			3,6 ÷ 2,6	0,22 ÷ 0,26	0,90					

(¹) Composizione: vari tipi. Il tipo Magnox A12 inglese: 0,8% Al, 0,01% Be.
(²) Polvere sinterizzata di alluminio contenente 11% circa di ossido.
(³) Composizione: 1,2 ÷ 1,7% Sn, 0,07 ÷ 0,20% Fe, 0,05 ÷ 0,15% Cr, 0,03 ÷ 0,08% Ni, 0,010 max % N.
(⁴) Carbonio 0,08 max %, Cromo 18 ÷ 20%, Nichel 8 ÷ 12%.
(⁵) Carbonio 0,08 max %, Cromo 16 ÷ 18%, Nichel 10 ÷ 14%.
(⁶) Carbonio 0,08 max %, Cromo 17 ÷ 19%, Nichel 9 ÷ 13%.
(⁷) Tipo prodotto in Francia con le seguenti impurezze: Boro 0,1 ppm, Molibdeno 10 ppm, Vanadio 20 ppm, Sodio 5 ppm, Calcio 30 ppm, Terre rare 0,025 ppm.

Tabella 10.4: Proprietà di alcuni materiali usati nei reattori.

Fluido	Temp. (°C)	Densità (g/cm³)	Cal. specifici (cal/g°C)	Viscosità (centipoise) (¹)	Cond. termica (cal/°C cm sec)	Num. di Prandtl
Elio (He) (press. = 1 atm)	−17,78	*1,92 · 10⁻⁴	1,24	1,6963 · 10⁻⁴	3,224 · 10⁻⁴	0,65
	93,33	1,328 · 10⁻⁴	1,24	2,2022 · 10⁻⁴	4,009 · 10⁻⁴	0,68
	204,44	1,02 · 10⁻⁴	1,24	2,6486 · 10⁻⁴	4,753 · 10⁻⁴	0,69
	315,56	0,832 · 10⁻⁴	1,24	3,0057 · 10⁻⁴	5,332 · 10⁻⁴	0,70
	426,67	0,704 · 10⁻⁴	1,24	3,4000 · 10⁻⁴	5,704 · 10⁻⁴	0,74
	537,78	0,608 · 10⁻⁴	1,24	3,7490 · 10⁻⁴	—	—
	815,56	0,448 · 10⁻⁴	1,24	4,7020 · 10⁻⁴	—	—
Anidride carb. (CO_2) (press. = 1 atm)	−17,78	*2,112 · 10⁻³	0,184	1,3094 · 10⁻⁴	3,141 · 10⁻⁴	0,77
	37,78	1,728 · 10⁻³	0,203	1,5624 · 10⁻⁴	4,133 · 10⁻⁴	0,77
	93,33	1,472 · 10⁻³	0,216	1,8153 · 10⁻⁴	5,166 · 10⁻⁴	0,76
	260,00	1,008 · 10⁻³	0,247	2,4849 · 10⁻⁴	8,183 · 10⁻⁴	0,75
	537,78	6,624 · 10⁻⁴	0,280	3,4224 · 10⁻⁴	13,140 · 10⁻⁴	0,73
	815,56	4,928 · 10⁻⁴	0,298	4,2556 · 10⁻⁴	17,350 · 10⁻⁴	0,73
Acqua (liq. sat.)	21,11	99,68 · 10⁻³	0,998	0,9791	1,434 · 10⁻⁴	6,82
	37,78	99,20 · 10⁻³	0,998	0,6815	1,504 · 10⁻⁴	4,52
	65,56	97,92 · 10⁻³	1,000	0,4345	1,587 · 10⁻⁴	2,74
	93,33	96,16 · 10⁻³	1,000	0,3050	1,629 · 10⁻⁴	1,88
	148,89	91,68 · 10⁻³	1,030	0,1875	1,632 · 10⁻⁴	1,18
	204,44	85,76 · 10⁻³	1,080	0,1354	1,574 · 10⁻⁴	0,929
	260,00	78,40 · 10⁻³	1,190	0,1056	1,442 · 10⁻⁴	0,87
	315,56	67,84 · 10⁻³	1,510	0,0863	1,206 · 10⁻⁴	1,03
Sodio (Na)	93,33	92,80 · 10⁻³	0,33	0,6993	0,2058	0,011
	204,44	90,08 · 10⁻³	0,32	0,4315	0,1918	0,007
	371,11	85,92 · 10⁻³	0,31	0,2827	0,1728	0,005
	537,78	81,92 · 10⁻³	0,30	0,2083	0,1562	0,004
	704,44	77,76 · 10⁻³	0,30	0,1786	0,1426	0,0037
Sodio (56%)-Potassio (Na-K)	93,33	88,00 · 10⁻³	0,27	0,5357	0,05951	0,0243
	204,44	84,80 · 10⁻³	0,26	0,3571	0,06323	0,0147
	371,11	81,60 · 10⁻³	0,25	0,2381	0,06530	0,009
	537,78	76,80 · 10⁻³	0,25	0,1786	0,06737	0,00663
	704,44	75,20 · 10⁻³	0,25	0,1488	0,06902	0,00539
Difenile (C_6H_5)$_2$	93,33	97,28 · 10⁻³	0,42	0,9999	3,224 · 10⁻⁴	13,02
	204,44	88,32 · 10⁻³	0,56	0,3720	3,017 · 10⁻⁴	6,90
	315,56	78,40 · 10⁻³	0,65	0,2083	2,108 · 10⁻⁴	6,42
	426,67	65,44 · 10⁻³	0,69	0,1413	2,480 · 10⁻⁴	3,93
	482,22	55,36 · 10⁻³	0,69	0,1205	2,356 · 10⁻⁴	5,53

(¹) 1 centipoise = 10^{-2} g/cm sec.

* Per pressioni diverse da quella atmosferica la densità del gas è naturalmente funzione di essa (proporzionale, salvo deviazioni dovute al non perfetto comportamento del gas).

Tabella 10.5: Caratteristiche fisiche dei refrigeranti.

11. APPENDICE B: THE INTERNATIONAL SYSTEM OF UNITS (SI)

The SI units are a coherent and consistent set of units that can be used in calculation without the need for conversion factors. For the present purpose two classes of SI units may be distinguished: base units and derived units.

There are seven dimensionally independent base units, but only the following five are used in this report:

Base Units

Quantity	Unit	Symbol
Length	meter (or metre)	m
Mass	kilogram	kg
Time	second	s
Thermodynamic temperature	kelvin*	K
Amount of substance	mole†	mol

*For convenience, *but not for calculations,* temperatures may be expressed on the Celsius (formerly called the centigrade) scale, where t°C is equal to t + 273.15 K. The unit degree Celsius is equal to the unit kelvin.
†The mole is the amount of substance in a system that contains as many elementary entities (atoms or molecules) as there are atoms in 0.012 kg of carbon-12, i.e., the Avogadro number of entities.

Derived units are formed by the combination of base units or the combination of other derived units with base units. The derived units of special interest here, which have special names and symbols, are given below:

Derived Units

Quantity	Name	Symbol	Component Units
Force	newton	N	$kg \cdot m/s^2$
Pressure, stress	pascal	Pa	N/m^2 (or $kg/m \cdot s^2$)
Energy, work, heat	joule	J	$N \cdot m$ (or $kg \cdot m^2/s^2$)
Power	watt	W	J/s (or $kg \cdot m^2/s^3$)
Activity (radionuclide)	becquerel	Bq	1/s
Absorbed dose (radiation)	gray	Gy	J/kg
Dose equivalent (radiation)	sievert	Sv	J/kg

The following units are not SI but are accepted temporarily because they are still used extensively in the specialized literature:

Other Units

Name	Value
barn	10^{-28} m^2
curie	3.7×10^{10} Bq
electron volt	1.602×10^{-19} J
rad	10^{-2} Gy
rem	10^{-2} Sv

Multiples and submultiples of SI units may be expressed by the addition of the following tabulated prefixes. (Note that the factors are in steps of 1000, so that the centimeter is not an acceptable unit.) In computations, quantities must always be stated in terms of the actual base or derived units with appropriate powers of ten.

Recommended Prefixes

Prefix	Factor	Symbol
exa	10^{18}	E
peta	10^{15}	P
tera	10^{12}	T
giga	10^{9}	G
mega	10^{6}	M
kilo	10^{3}	k
milli	10^{-3}	m
micro	10^{-6}	μ
nano	10^{-9}	n
pico	10^{-12}	p
femto	10^{-15}	f
atto	10^{-18}	a

Some Universal Constants in SI Units

Acceleration of gravity, g	9.807 m/s^2
Avogadro number, N_A	6.022×10^{23} atoms/mol
Atomic mass unit, u	1.661×10^{-27} kg
Boltzmann constant, k	1.381×10^{-23} J/K
Gas constant, R	8.314 J/K · mol (or Pa · m^3/K · mol)
Planck constant, h	6.626×10^{-34} J · s

TABLE A.1. Factors For Conversion to Si Units*

Multiply:	By:	To Obtain SI Unit:	Symbol
Length			
foot	3.048 E − 01	meter	m
inch	2.540 E − 02		
Area			
foot^2	9.290 E − 02	meter^2	m^2
inch^2	6.452 E − 04		
barn	1.000 E − 28		
Volume			
centimeter^3	1.000 E − 06	meter^3	m^3
foot^3	2.832 E − 02		
inch^3	1.639 E − 03		
gallon	3.785 E − 03		
liter	1.000 E − 03		
Mass			
atomic mass unit	1.661 E − 27	kilogram	kg
pound	4.536 E − 01		
ton, metric (tonne)	1.000 E + 03		
Density			
gram/cm^3	1.000 E + 03	kilogram/meter^3	kg/m^3
pound/ft^3	1.602 E + 01		
pound/gallon	1.198 E + 02		
Velocity			
foot/s	3.048 E − 01	meter/s	m/s
Acceleration			
foot/s^2	3.048 E − 01	meter/s^2	m/s^2
Force			
dyne	1.000 E − 05	newton	N(kg · m/s^2)
pound-force	4.448 E + 00		
kilogram-force	9.807 E + 00		
Pressure			
atmosphere	1.013 E + 05	pascal	Pa(N/m^2)
bar	1.000 E + 05		
dyne/cm^2	1.000 E − 01		
pound/inch^2	6.895 E + 03		
torr (mm Hg)	1.333 E + 02		
kg-force/mm^2	9.807 E + 06		
Energy			
British thermal unit	1.055 E + 03	joule (watt · s)	J
calorie	4.187 E + 00		
electron volt	1.602 E − 19		
erg	1.000 E − 07		
kilowatt · hour	3.600 E + 06		
foot · pound-force	1.356 E + 00		
Power			
Btu/hr	2.931 E − 01	watt	W
calorie/s	4.187 E + 00		
horsepower	7.460 E + 02		
Specific heat			
Btu/lb$_m$ · °F	4.187 E + 03	joule/kg · kelvin	J/kg · K
cal/g · °C	4.187 E + 03		
Heat flux			
Btu/ft^2 · hr	3.155 E + 00	watt/meter^2	W/m^2
cal/cm^2 · s	4.187 E − 04		

TABLE A.1. (*Continued*)

Thermal conductivity			
Btu/ft · hr · °F	1.731 E + 00	watt/meter · kelvin	W/m · K
cal/cm · s · °C	4.187 E + 02		
Heat-transfer coefficient			
Btu/ft² · hr · °F	5.678 E + 00	watt/meter² · kelvin	W/m² · K
cal/cm² · s · °C	4.187 E + 04		
Power density			
Btu/hr · ft³	1.035 E + 01	watt/meter³	W/m³
cal/sec · cm³	4.187 E + 06		
Fuel burnup			
MW (thermal) days/1000 kg	8.640 E + 07	joule/kg	J/kg
Viscosity, dynamic			
lb_m/s · ft	1.488 E + 00	pascal · s	Pa · s(kg/m · s)
poise (g/s · cm)	1.000 E − 01		
Viscosity, kinematic			
stokes (cm²/sec)	1.000 E − 04	meter²/s	m²/s
Radiation			
absorbed dose (rad)	1.000 E − 02	gray	Gy(J/kg)
dose equivalent (rem)	1.000 E − 02	sievert	SV/(J/kg)
radiation exposure (roentgen)	2.580 E − 04	coulomb/kg	C/kg
activity (curie)	3.700 E + 10	becquerel	Bq

*The letter E (for exponent) in a factor followed by plus or minus a two-digit number indicates the power of ten by which the number given must be multiplied; thus, E − 03 represents multiplication by 10^{-3} and E + 03 multiplication by 10^{3}.

TABLE A.2. Cross Sections For The Elements and Certain Molecules (0.0253-eV Neutrons)

Atomic No.	Element or Compound	Atomic or Mol. Wt.	Density kg/m³ × 10^{-3}	Nuclei per m³ × 10^{-28}	Microscopic Cross Section, barns (10^{-28} m²) σ_a	σ_s
1	H	1.008	8.9*	0.0053	0.332	38
	H_2O	18.015	1.000	3.34†	0.664	103
	D_2O	20.028	1.105	3.32†	0.0013	13.6
2	He	4.003	17.8*	0.0026	<0.05	0.76
3	Li	6.939	0.534	4.6	70.7	1.4
4	Be	9.012	1.848	12.36	0.0092	6.14
5	B	10.811	2.35	12.81	759	3.6
6	C	12.011	~1.6	8.03	0.0034	4.75
7	N	14.007	0.0013	0.0053	1.85	10.6
8	O	15.999	0.0014	0.0053	27*	3.76
9	F	18.998	0.0017	0.0053	0.0095	4.0
10	Ne	20.183	0.0009	0.0026	0.038	2.42
11	Na	23.000	0.97	2.54	0.530	3.2
12	Mg	24.312	1.74	4.31	0.063	3.42
13	Al	26.982	2.699	6.02	0.230	1.49
14	Si	28.086	2.33	5.00	0.16	2.2
15	P	30.974	1.82	3.54	0.180	~5
16	S	32.064	2.07	3.89	0.52	0.98
17	Cl	35.453	0.0032	0.0053	33.2	~16
18	Ar	39.948	0.0018	0.0026	0.678	0.64
19	K	39.102	0.862	1.32	2.10	1.5
20	Ca	40.08	1.55	2.33	0.43	~3
21	Sc	44.956	2.5	3.35	26.5	24

TABLE A.2. (*Continued*)

22	Ti	47.90	4.51	5.67	6.1	4.0
23	V	50.942	6.11	7.21	5.04	4.9
24	Cr	51.996	7.19	8.33	3.1	3.8
25	Mn	54.938	7.43	8.15	13.3	2.1
26	Fe	55.847	7.87	8.49	2.55	10.9
27	Co	58.933	8.9	8.99	37.2	6.7
28	Ni	58.71	8.90	9.13	4.43	17.3
29	Cu	63.54	8.96	8.49	3.79	7.9
30	Zn	65.37	7.13	6.57	1.10	4.2
31	Ga	69.72	5.91	5.11	2.9	6.5
32	Ge	72.59	5.36	4.45	2.3	7.5
33	As	74.922	5.73	4.61	4.3	7
34	Se	78.96	4.8	3.67	11.7	9.7
35	Br	79.909	3.12	2.35	6.8	6.1
36	Kr	83.80	0.0037	0.0026	25	7.5
37	Rb	85.47	1.53	1.08	0.37	6.2
38	Sr	87.62	2.54	1.75	1.21	10
39	Y	88.905	5.51	3.73	1.28	7.6
40	Zr	91.22	6.51	4.29	0.185	6.4
41	Nb	92.906	8.57	5.56	1.15	~5
42	Mo	95.94	10.2	6.40	2.65	5.8
43	Tc	99	~11.5	~7.0	19	—
44	Ru	101.07	12.2	7.27	2.56	~6
45	Rh	102.905	12.41	7.26	150	~5
46	Pd	106.4	12.02	6.79	6.9	5.0
47	Ag	107.87	10.50	5.86	63.6	~6
48	Cd	112.40	8.65	4.64	2450	5.6
49	In	114.82	7.31	3.83	194	~2
50	Sn	118.69	~7.0	3.4	0.63	~4
51	Sb	121.75	6.691	3.31	5.4	4.2
52	Te	127.60	6.24	2.95	4.7	~5
53	I	126.904	4.93	2.34	6.2	~4
54	Xe	131.30	0.0059	0.0027	24.5	4.30
55	Cs	132.905	1.873	0.85	29	~20
56	Ba	137.34	3.5	1.54	1.2	~8
57	La	138.91	6.19	2.68	9.0	9.3
58	Ce	140.12	6.78	2.91	0.63	4.7
59	Pr	140.91	6.78	2.90	11.5	3.3
60	Nd	144.24	6.95	2.90	50.5	16
61	Pm	~145	—	—	~60	—
62	Sm	150.35	7.52	3.01	5800	~5
63	Eu	151.96	5.22	2.07	4600	8.0
64	Gd	157.25	7.95	3.05	49000	—
65	Tb	158.93	8.33	3.16	25.5	20
66	Dy	162.50	8.55	3.17	930	100
67	Ho	164.93	8.76	3.20	66.5	9.4
68	Er	167.26	9.16	3.20	162	11.0
69	Tm	168.93	9.35	3.31	103	12
70	Yb	173.04	7.01	2.44	36.6	25
71	Lu	174.97	9.74	3.35	77	8
72	Hf	178.49	13.31	4.49	102	8
73	Ta	180.95	16.6	5.53	21	6.2
74	W	183.85	19.3	6.32	18.5	~5

TABLE A.2. (*Continued*)

75	Re	186.2	21.02	6.80	88	11.3
76	Os	190.2	22.57	7.15	15.3	~11
77	Ir	192.2	22.42	7.03	426	14
78	Pt	195.09	21.45	6.62	10	11.2
79	Au	197.00	19.32	5.91	98.8	~9.3
80	Hg	200.59	13.55	4.07	375	~20
81	Tl	204.37	11.85	3.49	3.4	9.7
82	Pb	207.19	11.35	3.30	0.17	11.4
83	Bi	208.98	9.75	2.81	0.033	~9
84	Po	210.05	9.32	2.67	—	—
85	At	~211	—	—	—	—
86	Rn	~222	0.0097	0.0026	~0.7	—
87	Fr	~223	—	—	—	—
88	Ra	226.03	~5	1.33	11.5	—
89	Ac	227	10.1	2.68	515	—
90	Th	232.04	11.72	3.04	7.4	12.7
91	Pa	231.04	15.37	4.01	210	—
92	U	238.03	19.05	4.82	7.53	8.9
	UO_2	270.03	10.96	2.44†	7.53	~18
93	Np	237.05	20.25	5.0	169	—
94	Pu	239.13	19.84	5.0	1011	7.7

*Value has been multiplied by 10^5.
†Molecules/m^3.

TABLE A.3. Cross Sections for Individual Isotopes of Special Interest (0.0253-eV Neutrons)

Isotope	Cross section (barns)	Reaction
Lithium-6	940	n, α
Lithium-7	0.037	n, γ
Boron-10	3837	n,α
Boron-11	0.0055	n,γ
Oxygen-16	0.00018	n,γ
Oxygen-17	0.235	n,α
Xenon-135	2.65×10^6	n,γ
Samarium-149	41,000	n,γ
Thorium-232	7.40	n,γ
Thorium-233	1500	n,γ
Protactinium-233	41.5	n,γ
Uranium-233	48	n,γ
	531	n, f
Uranium-234	100	n,γ
Uranium-235	99	n,γ
	582	n,f
Uranium-236	5.2	n,γ
Uranium-238	2.70	n,γ
Neptunium-239	~46	n,γ
Plutonium-239	269	n,γ
	742.5	n,f
Plutonium-240	289.5	n,γ
	0.03	n,f
Plutonium-241	368	n,γ
	1009	n,f
Plutonium-242	18.5	n,γ
	0.2	n,f

TABLE A.4. Properties of Moderators at 20°C

Material	Ordinary Water	Heavy Water (99.75% D_2O)	Beryllium	Graphite (Reactor Grade)
Atomic (or molecular) weight	18	20	9	12
Density ($kg/m^3 \times 10^{-3}$)	1.00	1.10	1.85	1.70
N (atoms or molecules/m^3) $\times 10^{-28}$	3.34	3.32	12.4	8.55
Thermal (0.0253-eV)				
σ_a (barns)	0.66	0.003	0.0092	0.0034
σ_s (barns)	103	13.6	6.1	4.8
Σ_a (m^{-1})	2.2	0.0085	0.114	0.029
Σ_s (m^{-1})	345	45	76	41
D (m)	0.0016	0.0085	0.0054	0.0086
L (m)	0.0275	1.00	0.21	0.54
Epithermal				
ξ	0.93	0.51	0.207	0.158
σ_s (barns)	42	10.5	6.1	4.8
Σ_s (m^{-1})	140	35	75	41
$\xi\Sigma_s$ (m^{-1})	128	18	16	6.5
$\xi\Sigma_s/\Sigma_a$	62	21,000	126	216
Age to thermal				
τ (m^2)	0.0027	0.013	0.010	0.037

TABLE A.5. Properties of Reactor Coolants

Temperature (K)	Density (kg/m^3)	Specific Heat ($J/kg \cdot K \times 10^{-3}$)	Viscosity ($Pa \cdot s \times 10^5$)	Thermal Conductivity ($W/m \cdot K$)	Prandtl Number
		Gases			
Helium*					
273	0.178	5.20	1.86	0.141	0.68
500	0.0973	5.20	2.80	0.211	0.69
700	0.0703	5.20	3.48	0.278	0.65
900	0.0529	5.20	4.14	0.335	0.64
1100	0.0432	5.20	4.60	0.389	0.61
Steam*					
400	0.554	2.014	1.34	0.0264	1.02
500	0.441	1.985	1.70	0.0357	0.95
600	0.365	2.026	2.07	0.0464	0.90
700	0.314	2.085	2.43	0.0572	0.89
800	0.274	2.152	2.79	0.068	0.88
		Liquids			
Water					
293	1000	4.18	101	0.60	7.0
333	985	4.18	47.1	0.65	3.0
373	961	4.22	28.2	0.68	1.7
473	867	4.51	13.9	0.67	0.94
573	714	5.73	9.6	0.54	1.02
Sodium					
500	897	1.33	43	80	0.0071
600	874	1.29	32	75	0.0056
700	850	1.27	26	70	0.0048
800	826	1.26	23	66	0.0045
900	802	1.25	20	61	0.0041
1000	778	1.26	18	57	0.0040

*At a pressure of 1.013×10^5 Pa (1 atm).

TABLE A.6. Physical Properties of Some Reactor Materials
(Average values for preliminary calculations only; not to be used for design purposes)

Material	Temperature (K)	Density (kg/m³)	Coefficient of Linear Thermal Expansion* (per K × 10^6)	Specific Heat (J/kg·K × 10^{-3})	Thermal Conductivity (W/m·K)	Ultimate Tensile Strength (MPa)	Yield Strength or Compressive Strength (C) (MPa)	Young's Modulus (10^9 Pa)	Poisson's Ratio
Graphite	300	1700	—	0.71	156	13.8	58 (C)	—	—
(average	500	—	3.6†	1.25	118	15.9	—	9.0	—
nuclear	800	—	5.0†	1.67	73	17.2	—	—	—
grade)	1400	—	6.3†	1.88	36	19.3	—	—	—
	2500	—	8.5†	—	31	27.6	—	—	—
Steel, carbon	300	7860	—	0.50	52	550	340	207	0.28
(A 533-B)	600	—	10.2	0.59	43	530	280	182	—
	750	—	10.4	0.63	38	450	240	172	—
	800	—	10.4	0.67	35	390	200	169	—
Steel,	300	7950	—	0.50	14	520	210	—	—
stainless	500	7860	16.9	0.52	17	420	—	173	0.30
(type 347)	700	7710	17.4	0.55	20	400	150	166	0.31
	800	—	18.5	0.57	22	390	—	157	0.32
Uranium	300	13,630	—	0.15	—	—	372 (C)	214	—
carbide	800	—	—	—	23	—	—	—	—
(UC)	1250	—	10.3	—	23	—	—	—	—
Uranium	300	10,980	—	0.23	8.0	—	960 (C)	183	—
dioxide	500	—	9.0	0.28	6.1	—	—	—	—
	800	—	10.1	0.30	4.1	—	—	165	—
	1100	—	—	0.31	2.6	—	—	—	—
	1400	—	12.8	0.32	2.2	—	—	—	—
	2300	—	—	0.42	2.3	—	—	—	—
Zircaloy-2	300	6560	—	0.28	12.7	490	300	95	0.43
	500	—	—	0.31	15.2	280	170	90	0.38
	600	—	6.5	0.33	16.5	210	117	78	—
	800	—	—	0.35	18.9	—	—	—	—
	1000	—	—	0.37	21.6	—	—	—	—

*Average values from 20°C to indicated temperatures. †Average of longitudinal and transverse properties.